



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Coproducción de hidrógeno y electricidad mediante
hibridación de eólica y fotovoltaica en valles de
hidrógeno

Autor: Santiago Nárdiz Moreno

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Eva Arenas Pinilla

Madrid

Julio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**Coproducción de hidrógeno y electricidad mediante hibridación de eólica
y fotovoltaica en valles de hidrógeno**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Santiago Nardiz Moreno

Fecha: 08/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Firmado por LINARES
HURTADO JOSE
IGNACIO - ***2269**
el día 08/07/2025
con un certificado
emitido por AC FNMT
Usuarios

José Ignacio Linares Hurtado



Firmado
digitalmente por
52534434L EVA
MARIA ARENAS
Fecha:
2025.07.09
08:05:36 +02'00'

Eva Arenas Pinilla



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Coproducción de hidrógeno y electricidad mediante
hibridación de eólica y fotovoltaica en valles de
hidrógeno

Autor: Santiago Nárdiz Moreno

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Eva Arenas Pinilla

Madrid

Julio 2025

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis directores de proyecto, José Ignacio Linares y Eva Arenas, por su constante apoyo, dedicación y cercanía a lo largo de todo este trabajo. Su implicación ha ido mucho más allá de la supervisión académica. Desde el primer día han demostrado un interés genuino en el desarrollo del proyecto, aportando siempre claridad, visión crítica y motivación. Su disponibilidad y compromiso han sido clave para superar cada reto, y su entusiasmo ha convertido este proceso en una experiencia enriquecedora.

También deseo agradecer profundamente a mis padres por todo el apoyo incondicional que me han brindado a lo largo de estos años. Su confianza y esfuerzo han sido fundamentales para que pudiera llegar hasta aquí. A mi hermano Josechu, gracias por haber sido siempre un pilar de apoyo constante, por estar presente en los momentos importantes y por animarme a seguir adelante cuando más lo necesitaba.

COPRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y ELECTRICIDAD MEDIANTE HIBRIDACIÓN DE EÓLICA Y FOTOVOLTAICA EN VALLES DE HIDRÓGENO

Autor: Nárdiz Moreno, Santiago.

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Co-director: Eva Arenas Pinilla

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este TFG analiza la viabilidad técnica y económica de producir hidrógeno verde a partir de energía renovable dedicada (fotovoltaica o eólica) y posteriormente un modelo híbrido que combine ambas fuentes. El proyecto evalúa las curvas de producción de fotovoltaica, eólica y su combinación para determinar la opción más eficiente en términos de horas de operación y costes. El objetivo final es proponer un modelo sostenible que optimice tanto la producción de hidrógeno como la comercialización de excedentes.

Palabras clave: Hidrógeno, Electrólisis, Electrolizador, Renovables, Fotovoltaica (FV), Eólica (WF), Hibridación, LCOE, LCOH.

La producción de hidrógeno verde se perfila como un pilar clave en el proceso de descarbonización industrial, aunque su despliegue a gran escala continúa limitado por costes aún elevados frente a su equivalente fósil. En este contexto, el presente trabajo plantea una alternativa basada en la cogeneración eléctrica e hidrógeno mediante una planta híbrida de energías renovables. Frente a los esquemas tradicionales, el modelo propuesto busca optimizar el uso del electrolizador y simultáneamente maximizar los ingresos por venta de excedentes eléctricos. El objetivo es lograr un equilibrio técnico-económico que reduzca el coste nivelado de hidrógeno (LCOH) a niveles competitivos.

El estudio parte de una revisión detallada de las curvas de generación renovable en España, identificando la complementariedad natural entre la energía eólica y la fotovoltaica. A demás de hibridar ambas fuentes para alimentar el electrolizador, se plantea un enfoque estructurado de cogeneración, donde la fracción de energía no absorbida por el electrolizador se comercializa como excedente en un ecosistema industrial próximo, denominado “valle de hidrógeno”.

La Figura 1 resume el esquema conceptual del modelo desarrollado. La electricidad renovable alimenta en primer lugar al electrolizador, cuya operación se mantiene constante para maximizar su utilización y amortización. El excedente eléctrico y el hidrógeno producido confluyen en un valle de hidrógeno donde se integran consumidores industriales con demandas energéticas combinadas. Este diseño permite una mayor resiliencia y versatilidad en el consumo energético, mejorando la rentabilidad del sistema sin requerir almacenamiento costoso.

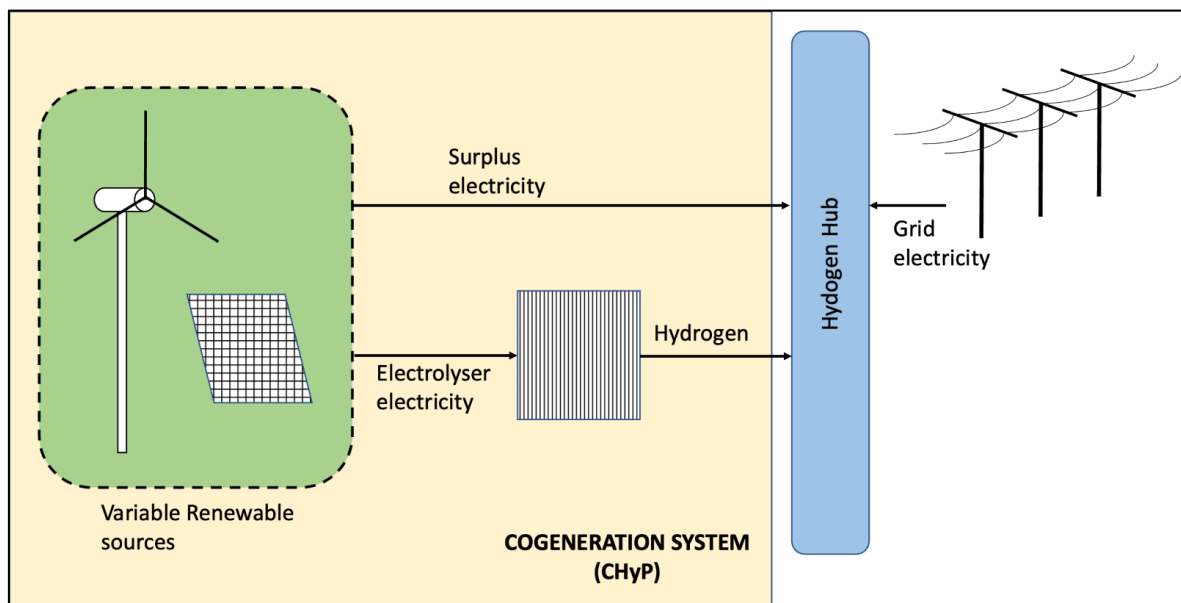


Figura 1: Producción de hidrógeno por electrólisis renovable planteada como una cogeneración

Una vez construido el modelo y validados sus parámetros técnicos, se llevó a cabo un estudio de sensibilidad para dos escenarios de inversión: uno actual, con un coste del electrolizador de 1 600 €/kW, y otro más optimista de 1 000 €/kW. En ambos casos se barrió sistemáticamente la fracción de participación eólica (WF) y la tarifa de venta de excedentes (€/MWh), generando superficies de LCOH que permitieron localizar las zonas de mínimo coste.

En el escenario actual, representado en la Figura 2, se observa que el punto óptimo se alcanza con una participación eólica del 25,5 % y una tarifa de venta de 60 €/MWh, dando lugar a un LCOH cercano 2 €/kg. Esta configuración no solo asegura un coste competitivo, sino que garantiza que los excedentes se venden por encima del LCOE del parque, lo que valida la

viabilidad del modelo en términos de rentabilidad. La tarifa elegida, de hecho, se corresponde con los contratos PPA eólicos firmados en España en el primer trimestre de 2025, lo que refuerza el realismo de la propuesta.

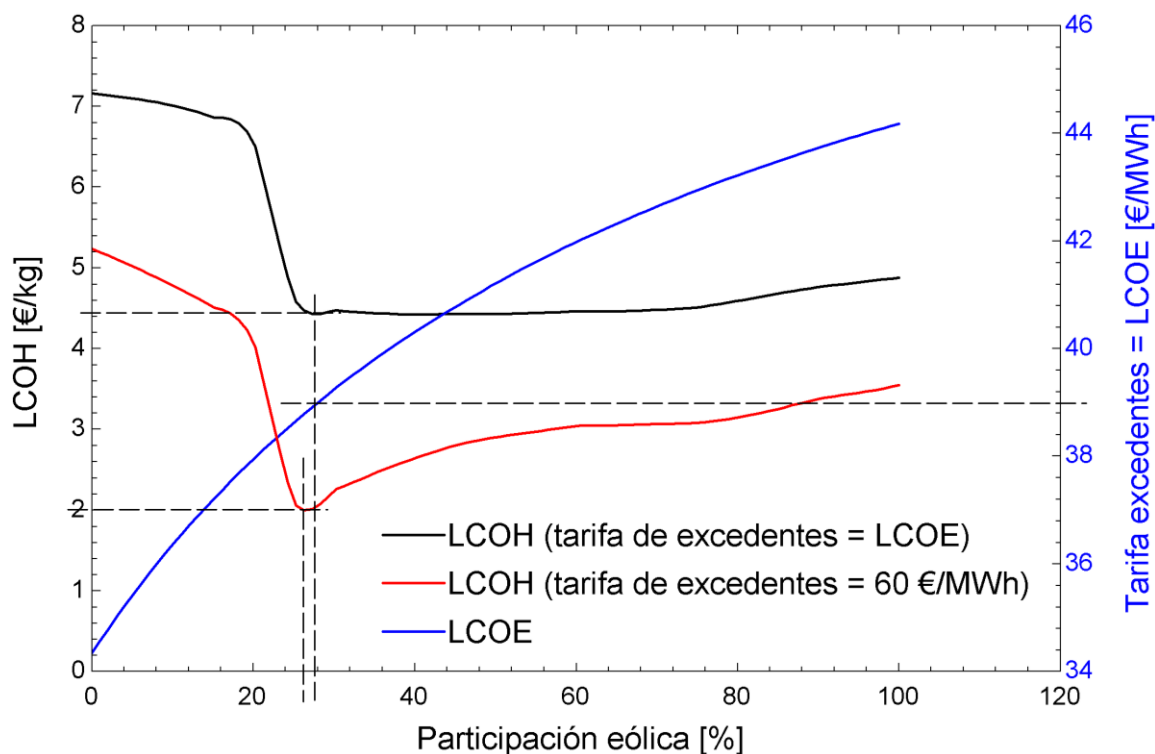


Figura 2: Punto óptimo [$INV = 1600 \text{ €/kW}$]

En cambio, si se proyecta una reducción del CAPEX del electrolizador hasta los 1 000 €/kW (valor plausible según las tendencias futuras del sector) el LCOH cae notablemente, alcanzando 1,2 €/kg con un reparto óptimo de 25 % de eólica y manteniendo la misma tarifa de venta. Como se muestra en la Figura 3, la curva se desplaza hacia niveles de coste aún más competitivos, permitiendo incluso un margen adicional de rentabilidad o flexibilidad comercial.

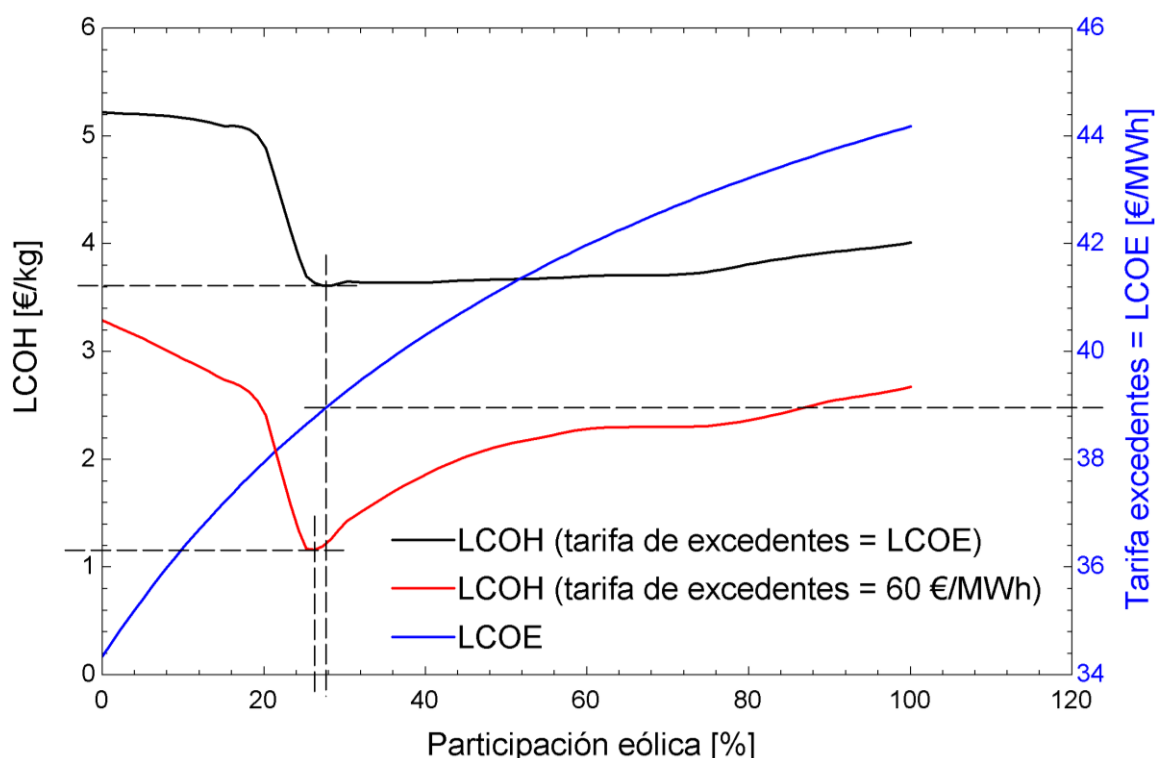


Figura 3: Punto óptimo [$INV = 1000 \text{ €/kW}$]

En ambos casos, el análisis confirma que la franja óptima se sitúa en repartos del 25–30 % de energía eólica, donde se logra maximizar la utilización del electrolizador sin incurrir en sobrecostos innecesarios en el parque renovable, mientras que las tarifas de venta óptimas se mantienen en el rango de 50 a 60 €/MWh, plenamente coherentes con el contexto de mercado actual. Estas condiciones no solo permiten una producción de hidrógeno verde a costes inferiores a los del hidrógeno gris, sino que ofrecen un modelo replicable, escalable y adaptable a distintos entornos industriales y geográficos.

En conclusión, este trabajo demuestra que, con un diseño bien dimensionado y una integración inteligente de recursos renovables, es posible alcanzar costes de hidrógeno verde competitivos sin necesidad de subsidios. El enfoque de cogeneración y la estrategia de autoconsumo compartido en valles de hidrógeno abren nuevas posibilidades para viabilizar proyectos reales, donde la eficiencia técnica y la sostenibilidad económica van de la mano. La estructura aquí propuesta constituye así una hoja de ruta práctica y realista para el despliegue industrial del hidrógeno renovable en los próximos años.

CO-PRODUCTION OF HYDROGEN AND ELECTRICITY FROM DEDICATED RENEWABLE ELECTRICITY

Author: Nárdiz Moreno, Santiago.

Supervisor: Linares Hurtado, José Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Capstone Project analyzes the technical and economic feasibility of producing green hydrogen from dedicated renewable energy sources (photovoltaic or wind) and also considers a hybrid model that combines both. The project evaluates the generation profiles of photovoltaic, wind, and their combination to determine the most efficient option in terms of operating hours and costs. The goal is to propose a sustainable model that optimizes both hydrogen production and the commercialization of surplus electricity.

Keywords: Hydrogen, Electrolysis, Electrolyzer, Renewables, Photovoltaic (PV), Wind (WF), Hybridization, LCOE, LCOH.

Green hydrogen production is emerging as a key pillar in the process of industrial decarbonization, although its large-scale deployment remains limited by costs that are still high compared to its fossil-based equivalent. In this context, the present work proposes an alternative based on electricity and hydrogen cogeneration through a hybrid renewable energy plant. Unlike traditional schemes, the proposed model seeks to optimize the use of the electrolyzer while simultaneously maximizing revenues from surplus electricity sales. The goal is to achieve a techno-economic balance that reduces the levelized cost of hydrogen (LCOH) to competitive levels.

The study begins with a detailed review of renewable generation profiles in Spain, identifying the natural complementarity between wind and photovoltaic energy. In addition to hybridizing both sources to power the electrolyzer, a structured cogeneration approach is proposed, whereby the fraction of renewable electricity not absorbed by the electrolyzer is marketed as surplus within a nearby industrial ecosystem known as a “hydrogen hub.”

Figure 4 summarizes the conceptual scheme of the developed model. Renewable electricity first feeds the electrolyzer, whose operation is kept constant to maximize utilization and

amortization. The surplus electricity and the hydrogen produced are then directed to a hydrogen hub where industrial consumers with combined energy demands are integrated. This design enhances resilience and flexibility in energy consumption while improving system profitability without requiring costly storage infrastructure.

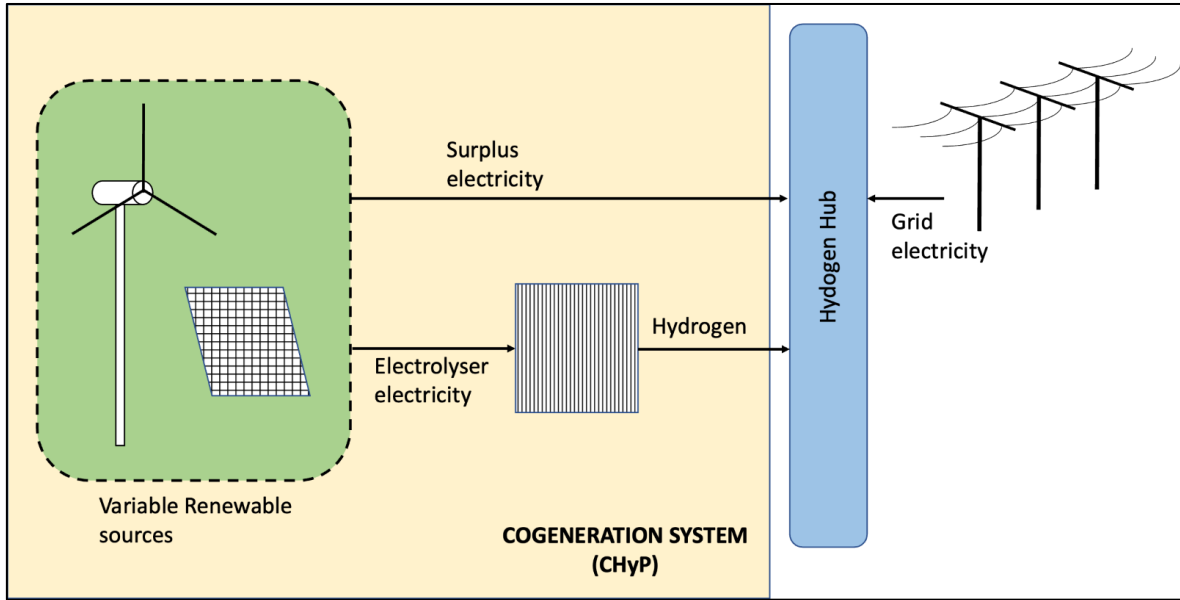


Figure 4: Hydrogen production through renewable electrolysis proposed as a cogeneration system

Once the model was built and its technical parameters validated, a sensitivity analysis was carried out for two investment scenarios: a current one, with an electrolyzer cost of 1 600 €/kW, and a more optimistic one of 1 000 €/kW. In both cases, the share of wind participation (WF) and the sale price of surplus electricity (€/MWh) were systematically varied, generating LCOH surfaces that made it possible to identify minimum-cost zones.

In the current scenario, shown in Figure 5, the optimal point is reached with a 25.5 % wind share and a sale price of 60 €/MWh, resulting in a LCOH of around 2 €/kg. This configuration not only ensures a competitive cost but also guarantees that surpluses are sold above the hybrid park's LCOE, thereby validating the economic viability of the model. The selected sale price is aligned with wind PPA contracts signed in Spain during the first quarter of 2025, which further reinforces the realism of the proposal.

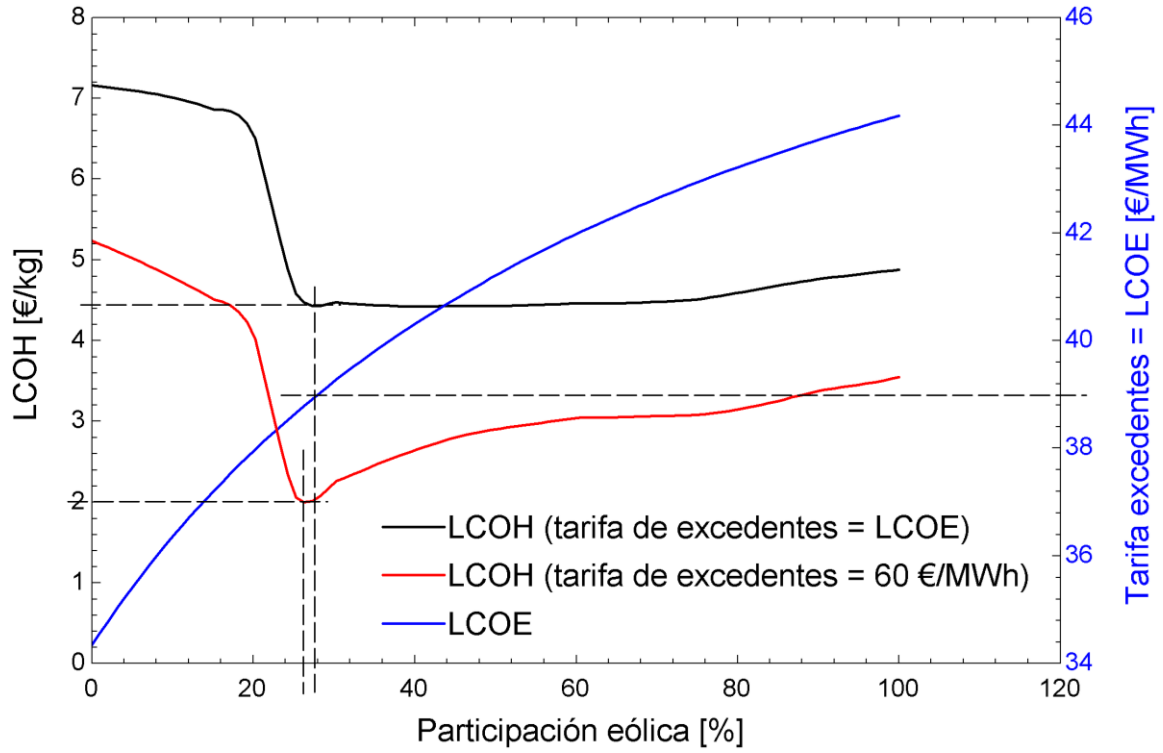


Figure 5: Optimal point [INV = 1600 €/kW]

By contrast, if the electrolyzer CAPEX is projected to drop to 1 000 €/kW (a plausible value according to future industry trends) the LCOH drops significantly, reaching 1.2 €/kg with an optimal wind share of 25 %, while maintaining the same sale price. As shown in Figure 6, the surface shifts toward even more competitive cost levels, enabling additional profit margins or commercial flexibility.

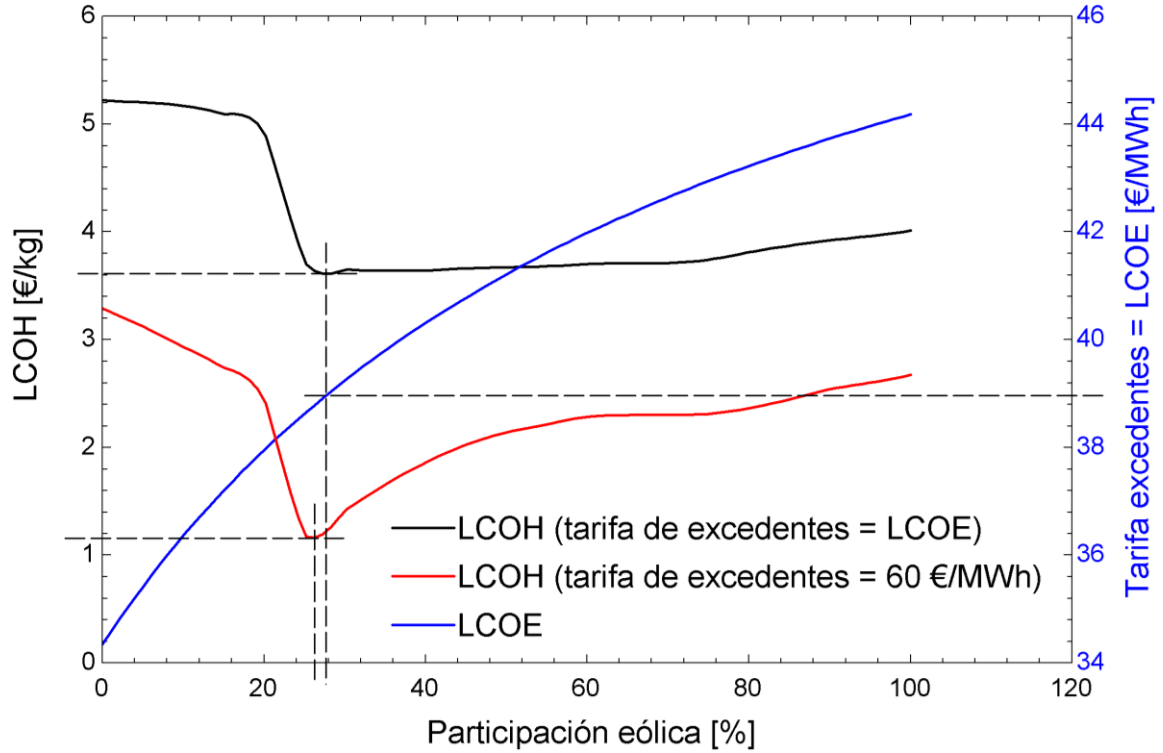


Figure 6: Optimal point [INV = 1000 €/kW]

In both scenarios, the analysis confirms that the optimal operating range lies in wind shares between 25–30 %, where the utilization of the electrolyzer is maximized without incurring unnecessary overinvestment in the renewable park, while optimal sale prices remain in the 50–60 €/MWh range, fully aligned with current market conditions. These settings not only enable the production of green hydrogen at costs lower than those of grey hydrogen but also offer a replicable, scalable, and adaptable model for different industrial and geographical environments.

In conclusion, this work demonstrates that with a well-dimensioned design and intelligent integration of renewable resources, it is possible to achieve competitive green hydrogen production costs without the need for subsidies. The cogeneration approach and the shared self-consumption strategy in hydrogen valleys open new opportunities for real-world project viability, where technical efficiency and economic sustainability go hand in hand. The structure proposed here thus constitutes a practical and realistic roadmap for the industrial deployment of renewable hydrogen in the coming years.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Características y propiedades del hidrógeno	2
1.2 Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como vector energético	3
1.3 Métodos de producción de hidrógeno: rutas renovables y no renovables	7
1.4 Evolución de la rentabilidad y análisis económico del hidrógeno	12
1.5 Producción de hidrógeno renovable mediante fotovoltaica, eólica e hibridación	16
1.6 Caso de estudio: El Proyecto Catalina (España)	20
1.7 Coste nivelado del hidrógeno (LCOH).....	23
Capítulo 2. Definición del Trabajo	25
2.1 Descripción y objetivos del trabajo	25
2.2 Metodología.....	29
2.3 Caso piloto: Parque fotovoltaico de 100 MW	31
Capítulo 3. Modelo Fotovoltaico.....	38
3.1 Datos de potencias.....	39
3.1.1 Emplazamientos.....	41
3.2 Parámetros fijos del modelo	42
3.3 Valores intermedios calculados por el modelo.....	44
3.4 Cálculos de rentabilidad finales	51
3.5 Cálculo y visualización del LCOH.....	53
3.6 Pestaña de simulación: interacción y análisis comparativo.....	54
Capítulo 4. Modelo Eólico.....	56
4.1 Datos de potencias.....	56
4.1.1 Emplazamientos.....	57
4.2 Parámetros fijos del modelo	58
4.3 Valores intermedios calculados por el modelo.....	60
4.4 Cálculos de rentabilidad finales	61
4.5 Cálculo y visualización del LCOH.....	62
4.6 Pestaña de simulación: interacción y análisis comparativo.....	63

Capítulo 5. Análisis de Resultados de Ambos Modelos.....	64
5.1 Modelo fotovoltaico	64
5.1.1 Resultados del Modelo Fotovoltaico	65
5.1.2 Emplazamientos fotovoltaicos óptimos	71
5.2 Modelo Eólico	73
5.2.1 Tabla y gráficos de resultados del modelo eólico	74
5.2.2 Emplazamientos Eólicos Óptimos	81
5.3 Análisis cruzado de los modelos	82
Capítulo 6. Modelo Híbrido.....	87
6.1 Entradas de la simulación.....	88
6.2 Datos de potencias.....	90
6.3 Parámetros fijos de modelo	92
6.4 Valores intermedios calculados por el modelo.....	93
6.5 Cálculos de rentabilidad finales	95
6.6 Obtención de resultados	96
Capítulo 7. Estudio de Sensibilidad.....	100
7.1 Datos Empleados.....	102
7.2 Gráficos Resultantes.....	105
7.3 Análisis de la Tarifa vs. LCOE.....	110
7.4 Tarifa de venta final	119
Capítulo 8. Conclusiones.....	124
Capítulo 9. Referencias	129
ANEXO I: ODS	134

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno se perfila como un vector energético clave en la transición hacia un modelo energético sostenible. Se trata del elemento químico más abundante del universo, pero en la Tierra no se encuentra en estado libre, sino combinado en compuestos como el agua o los hidrocarburos¹. Para utilizarlo como fuente de energía, es necesario producirlo a partir de esas fuentes, un proceso que requiere insumos energéticos significativos (Alcalde, 2023). A pesar de ello, el interés global por el hidrógeno ha resurgido en los últimos años, impulsado por la necesidad de descarbonizar sectores difíciles de electrificar y gestionar la intermitencia de las energías renovables. Organismos internacionales y gobiernos (incluyendo la Unión Europea y España) han presentado estrategias para desarrollar el *hidrógeno renovable* o hidrógeno verde como solución para alcanzar la neutralidad climática en las próximas décadas. En este contexto, esta introducción aborda las características fundamentales del hidrógeno, sus ventajas e inconvenientes como vector energético, los diferentes métodos de producción (tanto tradicionales como renovables) y la evolución reciente de su viabilidad económica. Asimismo, se analiza la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por energía solar fotovoltaica, eólica y esquemas híbridos, cuyo objetivo es minimizar el coste de producción. Finalmente, se incluye un caso práctico ilustrativo: el Proyecto Catalina en España, pionero en la producción a gran escala de hidrógeno verde mediante la combinación de parques eólicos y solares.

¹ Recientemente se han hallado yacimientos de hidrógeno geológico, pero la tecnología aún es poco madura.

1.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno (H_2) es un gas incoloro, inodoro y no tóxico en condiciones atmosféricas normales. Es el elemento más ligero (masa atómica ~ 1) y sus moléculas diatómicas tienen una densidad muy baja: aproximadamente $0,0893 \text{ kg/m}^3$ en condiciones normales (0°C y 1 atm). Consecuentemente, su densidad de energía volumétrica es extremadamente baja en estado gaseoso. Por ejemplo, el poder calorífico inferior del H_2 por volumen es del orden de $10,8 \text{ MJ/Nm}^3$ (Badía, 2005), lo cual es muy inferior al de combustibles líquidos como la gasolina ($\sim 32 \text{ MJ/dm}^3$). Esta baja densidad implica que, para almacenar cantidades significativas de energía en forma de hidrógeno, es necesario comprimirlo a alta presión (típicamente $350\text{-}700 \text{ bar}$) o licuarlo a temperaturas criogénicas (punto de ebullición $\approx 20 \text{ K}$), o bien utilizar compuestos químicos donde el hidrógeno queda adsorbido (si son sólidos) o absorbido (si son líquidos). Estas opciones conllevan costes energéticos y técnicos considerables, y son uno de los retos en el manejo del hidrógeno como combustible.

Por otro lado, la densidad de energía por masa del hidrógeno es la más alta de todos los combustibles químicos comunes. Su poder calorífico inferior (PCI) es casi tres veces más que el de la gasolina (Badía, 2005). Esto significa que un kilogramo de H_2 contiene una cantidad de energía notablemente alta (aproximadamente 33 kWh/kg). Esta característica hace del hidrógeno un combustible muy ligero en aplicaciones móviles si se logra almacenar de forma eficiente.

En cuanto a comportamiento químico, el hidrógeno es muy reactivo y arde con oxígeno produciendo vapor de agua como único producto, liberando energía (reacción exotérmica). La combustión limpia (sin emisión de CO_2 ni contaminantes locales) es una de sus propiedades más atractivas medioambientalmente. Adicionalmente, el hidrógeno puede ser convertido directamente en electricidad mediante pilas de combustible, dispositivos electroquímicos que recombinan H_2 con oxígeno produciendo agua, electricidad y calor, con

eficiencias que pueden superar el 50%. Esta versatilidad termodinámica (uso en motores de combustión, turbinas, calderas o en pilas electroquímicas) le confiere potencial para múltiples aplicaciones energéticas.

1.2 VENTAJAS E INCONVENIENTES DEL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

Como vector energético, el hidrógeno ofrece una serie de ventajas significativas:

1) Cero emisiones directas de carbono:

La utilización de hidrógeno como combustible no emite CO₂ ni otros gases de efecto invernadero en el punto de uso. Al quemarlo o usarlo en una pila de combustible, el subproducto es agua, lo que lo convierte en un combustible limpio desde la perspectiva del usuario final. Esto contrasta fuertemente con los combustibles fósiles tradicionales y es fundamental para su atractivo en la descarbonización de sectores energéticos (Alcalde, 2023).

2) Versatilidad de uso:

El hidrógeno puede emplearse en múltiples aplicaciones. Puede almacenarse y transportarse, sirviendo como medio para almacenar excedentes de energía (por ejemplo, de generación eólica o solar) durante largos periodos. Esto ofrece una solución para la intermitencia renovable, permitiendo absorber picos de producción (p.ej., horas de sol o viento fuerte) y liberar esa energía cuando hay déficit (Alcalde, 2023). Puede reconvertirse en electricidad en plantas de energía o pilas de combustible, usarse como combustible para transporte (en motores o celdas de combustible de vehículos), inyectarse en la red de gas natural (en ciertas proporciones) para aprovechar infraestructura existente, o suministrar calor de proceso en la industria. Pocos combustibles tienen esta flexibilidad multisectorial. Además, su alta densidad energética por masa es una ventaja en aplicaciones móviles sensibles al peso, como el transporte pesado terrestre, marítimo e incluso aeroespacial.

3) Reducción de la dependencia fósil:

Producido de forma renovable, el hidrógeno puede generarse localmente en muchos países a partir de recursos como el sol, viento o agua, disminuyendo la necesidad de importar combustibles fósiles. Esto puede mejorar la seguridad energética al diversificar el mix de energía y aprovechar recursos autóctonos, a la vez que impulsa nuevas cadenas industriales (fabricación de electrolizadores, infraestructuras de H₂, etc.).

No obstante, también existen inconvenientes y desafíos importantes asociados al hidrógeno:

1) No es una fuente primaria de energía:

El hidrógeno es un vector, es decir, un medio para almacenar y transportar energía, pero no es una fuente energética primaria. Siempre debe producirse a partir de otros recursos energéticos (agua + electricidad, hidrocarburos, biomasa, etc.), lo que implica que su disponibilidad y coste dependen de la energía utilizada en su producción. En la práctica, usar hidrógeno conlleva pérdidas energéticas adicionales respecto al uso directo de la fuente original (por ejemplo, electricidad). Si la electricidad de partida proviene de fuentes fósiles, el balance ambiental puede incluso ser negativo a menos que se capture el CO₂ emitido. Por tanto, el hidrógeno solo es tan limpio y sostenible como lo sea el proceso con el que se produce.

2) Eficiencia global y coste energético:

Los ciclos de conversión de energía que involucran hidrógeno suelen tener eficiencias moderadas. Por ejemplo, producir hidrógeno por electrólisis tiene rendimientos típicos del 60-75% (una parte de la electricidad se pierde como calor), y si luego ese hidrógeno se reconvierte en electricidad en una pila de combustible (50-60% de eficiencia), el rendimiento global electricidad→hidrógeno→electricidad puede ser del orden del 30-40%. Esto es inferior a, por ejemplo, almacenar electricidad en baterías (80-90% de eficiencia global). Por ello, desde el punto de vista energético, el hidrógeno no es competitivo para usos donde la electrificación directa es viable. Su nicho ideal son aplicaciones donde otras opciones fallan

(industrias de alta temperatura, transporte pesado de largo alcance, almacenamiento estacional) (Linares, 2020), aceptando esas pérdidas energéticas porque no hay alternativas más eficientes.

3) Dificultades de almacenamiento y transporte:

Ya se mencionó la baja densidad del hidrógeno, que obliga a tecnologías de compresión o licuefacción. Comprimir hidrógeno a 700 bar consume aproximadamente un 10-15% de la energía que contiene el gas, y licuarlo puede consumir hasta un 30% de esa energía (University of Michigan Center for Sustainable Systems, 2024). Además, se requieren materiales especializados para tanques (el H₂ puede difundir a través de ciertos metales y volverlos frágiles). Alternativamente, puede transportarse convertido en otros portadores (como amoníaco, metanol o hidrógeno líquido orgánico), pero esas conversiones agregan complejidad y pérdidas.

4) Coste actual elevado:

Históricamente, el hidrógeno obtenido de fuentes bajas en carbono ha sido caro en comparación con combustibles convencionales. La mayor parte del hidrógeno hoy es hidrógeno gris (producido de gas natural sin captura de CO₂) y es relativamente barato (del orden de 1 a 2 €/kg) (PwC & World Energy Council, 2022) porque se basa en combustible fósil económico² y tecnologías maduras. En cambio, el hidrógeno verde (por electrólisis con renovables) ha costado típicamente entre 3 y 8 €/kg en los últimos años (PwC & World Energy Council, 2022), dependiendo de los precios de la electricidad y los factores de planta. Esta diferencia de coste hace que, sin incentivos o penalizaciones de carbono, el

² Estos precios no incluyen la tasa de CO₂ ni los incrementos recientes del coste del gas natural.

hidrógeno gris siga dominando (alrededor del 95% de la producción mundial actual) (Alcalde, 2023).

La Figura 7, tomada de la Hoja de Ruta del Hidrógeno de España, muestra las etapas de su cadena de valor, desde la producción con renovables hasta los usos finales en industria, integración sectorial, movilidad y otros ámbitos (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2020). El esquema revela que el hidrógeno no es solo una molécula sino un sistema completo que conecta electricidad renovable, agua, conversión, almacenamiento, transporte y consumo final. Aunque mejora progresivamente, en sus primeros desarrollos, esta cadena resultaba poco rentable porque la electrólisis era cara, la electricidad renovable tenía precios elevados y las rutas de transporte carecían de escala. Por ejemplo, a comienzos de la década de 2010 el coste del hidrógeno producido con renovables superaba con facilidad los 6 euros por kilogramo en la Unión Europea, mientras que la opción fabricada con gas natural costaba menos de 2 euros (International Energy Agency [IEA], 2018).

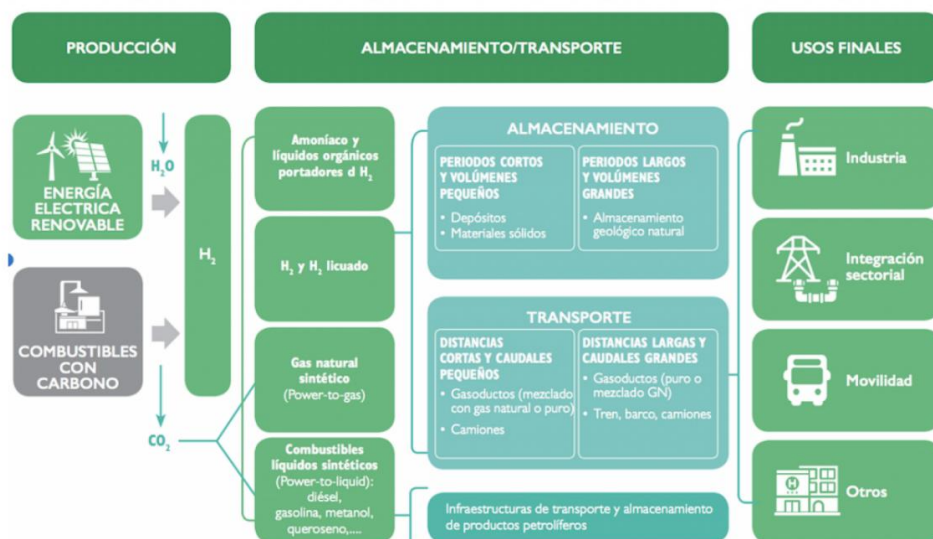


Figura 7: Cadena de Valor del Hidrógeno (MITECO, 2020)

1.3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO: RUTAS

RENOVABLES Y NO RENOVABLES

Como se puede observar en la Figura 8, a nivel industrial, el hidrógeno puede obtenerse mediante diversos procesos.

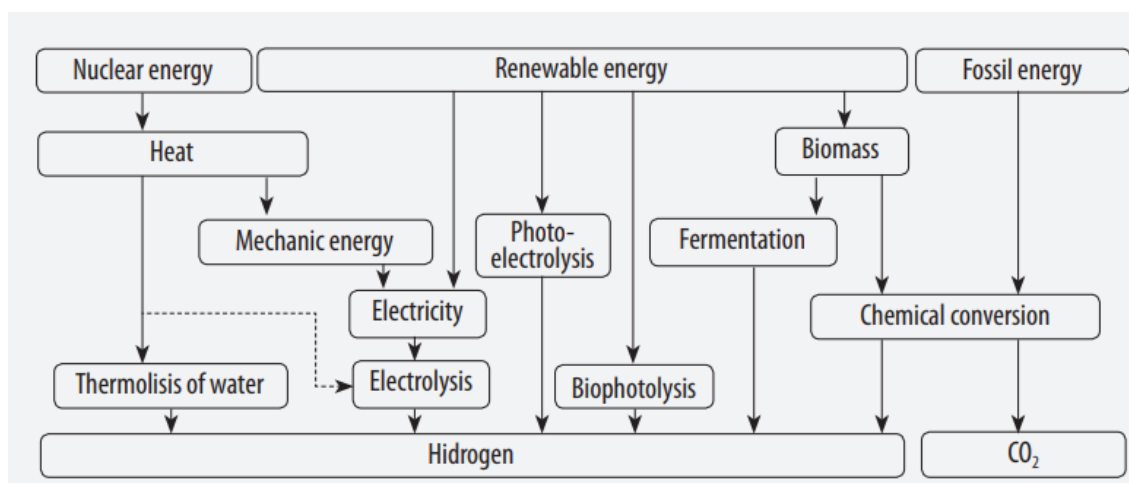


Figura 8: Métodos de producción de hidrógeno (Linares Hurtado & Moratilla Soria, *El hidrógeno y la Energía*, 2007)

Estos procesos, como bien muestra la Figura 9, se suelen identificar mediante un código de colores alusivo a su origen y sostenibilidad (Alcalde, 2023). A continuación, se resumen las principales rutas de producción dentro de las mostradas en la figura:

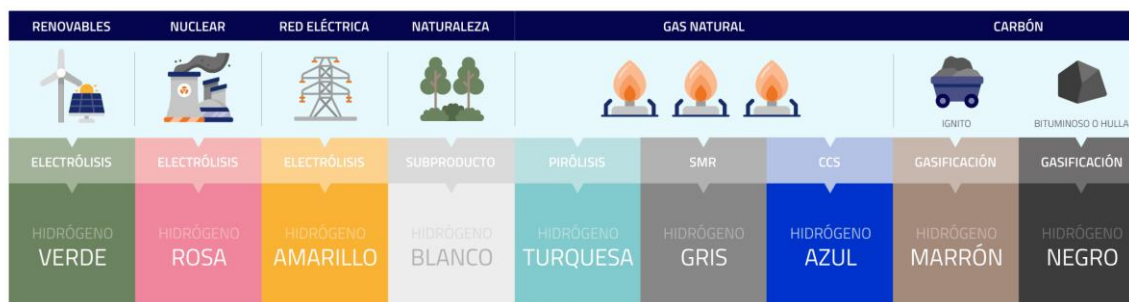


Figura 9: Hidrógeno verde y otros colores del hidrógeno (Ormazabal, 2025)

Hidrógeno gris (convencional a partir de fósiles):

Es el más común actualmente (alrededor del 95% de la producción mundial proviene de este tipo) (Alcalde, 2023). Se obtiene a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono, típicamente mediante reformado con vapor de gas natural (SMR, Steam Methane Reforming). En este proceso, el gas natural (metano, CH_4) reacciona con vapor de agua a alta temperatura en presencia de un catalizador, produciendo H_2 y monóxido de carbono, que luego se convierte adicionalmente en H_2 y CO_2 mediante la reacción water-gas shift. El hidrógeno resultante tiene un coste de producción bajo (en gran medida depende del precio del gas natural) y la tecnología está muy madura (University of Michigan Center for Sustainable Systems, 2024). Sin embargo, genera emisiones directas de CO_2 significativas: aproximadamente 7 a 10 kg de CO_2 por cada kg de H_2 producido en el reformado de gas natural (University of Michigan Center for Sustainable Systems, 2024). Además del gas natural, también se clasifica como hidrógeno gris el producido por gasificación de carbón (a veces llamado hidrógeno negro o marrón, según el tipo de carbón), que igualmente libera grandes cantidades de CO_2 . El hidrógeno gris tiene el inconveniente de que no reduce las emisiones globales, sino que simplemente transfiere la fuente de emisiones de un sector a otro (se emite CO_2 en la planta de hidrógeno en lugar del escape de un vehículo, por ejemplo). Por esta razón, su uso como vector energético no contribuye a la descarbonización a menos que se tomen medidas adicionales.

Hidrógeno azul (a partir de fósiles con captura de CO_2):

Esta variante se produce igualmente de combustibles fósiles (generalmente gas natural vía reformado o carbón vía gasificación), pero incorpora tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) para atrapar la mayor parte del CO_2 generado durante el proceso. Si la captura es efectiva, las emisiones netas de carbono del hidrógeno azul son mucho menores que las del gris, aunque no nulas, ya que típicamente no se logra capturar el 100% del CO_2 . Se considera una opción de transición: permite seguir utilizando

infraestructura y recursos fósiles existentes, reduciendo su impacto climático mientras se escala el hidrógeno verde (Alcalde, 2023). En cuanto a costos, producir hidrógeno azul es algo más caro que el gris debido al gasto adicional en la instalación y operación de equipos de captura y en el transporte/almacenamiento geológico del CO₂. Aun así, en lugares con gas natural barato y disponibilidad de almacenamiento de CO₂, puede ser económicamente competitivo a corto plazo. Muchos análisis proyectan que el hidrógeno azul jugará un papel importante en el despliegue inicial del hidrógeno bajo en carbono, complementando al hidrógeno verde, al menos durante la década actual y la siguiente (Alcalde, 2023). No obstante, su viabilidad a largo plazo puede verse limitada por la necesidad de eliminar por completo las emisiones, por posibles fugas de CO₂ en el almacenamiento y por la competencia de un hidrógeno verde cada vez más económico.

Hidrógeno verde (a partir de fuentes renovables):

Es el hidrógeno producido con energía renovable y, por tanto, con cero emisiones directas de CO₂ en su obtención. La vía más representativa y mostrada en la Figura 10 es la electrólisis del agua alimentada con electricidad renovable (solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, etc.). La electrólisis consiste en descomponer moléculas de agua (H₂O) en sus componentes aplicando corriente eléctrica en un electrolizador. Si la electricidad proviene de fuentes limpias, el proceso no conlleva emisiones de carbono en absoluto, obteniéndose un hidrógeno 100% sostenible (Alcalde, 2023). Actualmente, el hidrógeno verde es minoritario en el mercado ($\approx 5\%$ de la producción global) debido a sus costos más elevados, pero se espera un crecimiento explosivo en las próximas décadas impulsado por las políticas climáticas y la drástica caída del costo de las energías renovables.

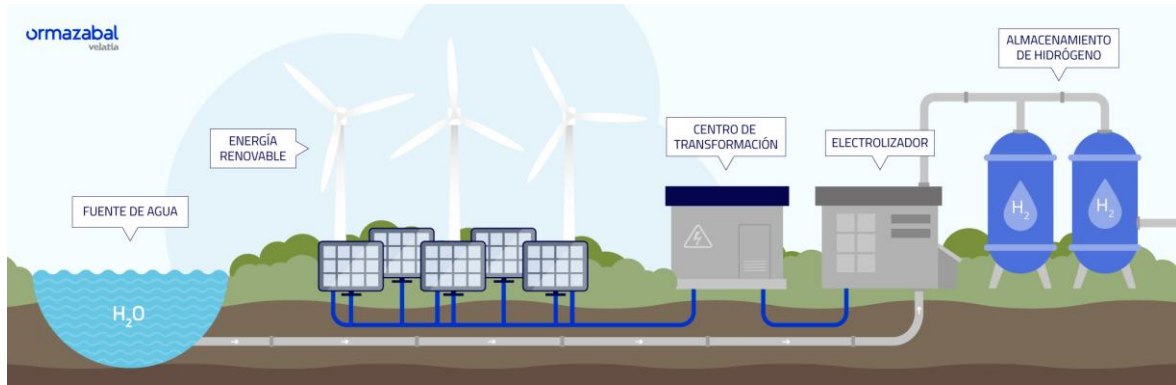


Figura 10: Producción de Hidrógeno Mediante Electrólisis (Ormazabal, 2025)

También se considera hidrógeno verde al obtenido por otras rutas renovables o bajas en carbono, como la electrólisis con electricidad nuclear (a veces llamado hidrógeno rosa o púrpura) o la digestión/fermentación anaerobia de biomasa (biohidrógeno). En este último caso, ciertos microorganismos producen hidrógeno a partir de materia orgánica; es un campo de investigación interesante, aunque aún incipiente para producción a gran escala. Otra vía es el reformado de biogás o biometano: si el metano proviene de residuos orgánicos (biogás), su reformado produciría hidrógeno con una emisión neta de CO₂ cercana a cero (el CO₂ liberado es biogénico, parte del ciclo reciente del carbono) (Linares, 2024). En general, cualquier método que use insumos renovables o libres de carbono para generar H₂ podría considerarse "verde". El hidrógeno verde es la opción preferente a largo plazo en las estrategias energéticas, al ser totalmente compatible con una economía descarbonizada.

En la Tabla 1 se resumen las principales categorías de hidrógeno según su método de producción, indicando su fuente energética, emisiones de CO₂ asociadas y estado actual:

Tabla 1: Clasificación del hidrógeno según origen y sostenibilidad.

Color (Tipo)	Fuente / Proceso principal	Emisiones de CO ₂	Estado y usos actuales

Gris	Reformado de metano (gas natural) o gasificación de carbón, <i>sin</i> captura de CO ₂ .	Muy altas ($\approx$ 9-10 kg CO ₂ por kg H ₂ para el gas natural).	Dominante hoy ($\sim$ 95% producción). Usado en refino de petróleo, producción de amoníaco, metanol, etc.
Azul	Reformado de metano o gas de carbón <i>con</i> captura y almacenamiento de CO ₂ (CCS).	Bajas (se captura 50-90% del CO ₂).	Despliegue inicial. Opción transitoria para descarbonizar industrias intensivas en H ₂ .
Verde	Electrólisis del agua con electricidad renovable (solar, eólica, hidro, etc).	Nulas (0 kg CO ₂ directo).	Mínima cuota actual ($\sim$ 5%). Creciendo rápidamente por políticas climáticas. Uso futuro en transporte, industria, energía.
Otros (turquesa, rosa, etc.)	Turquesa: Pirólisis de metano (carbono sólido). Rosa: Electrólisis con energía nuclear. Biogás reformado, fotocátalisis, etc.	Turquesa: nulas (carbono sólido). Rosa: bajas (ciclo nuclear libre de CO ₂).	Tecnologías en desarrollo o nicho. Podrían ganar relevancia según avances (pirólisis) o contextos específicos (nuclear).

1.4 EVOLUCIÓN DE LA RENTABILIDAD Y ANÁLISIS ECONÓMICO DEL HIDRÓGENO

Tradicionalmente, la producción de hidrógeno más barata ha sido la vinculada a combustibles fósiles (hidrógeno gris), dado el bajo coste del gas natural en muchos mercados y la madurez tecnológica de los procesos de reformado. En contraste, la producción sostenible de hidrógeno (verde) ha enfrentado costos elevados, principalmente debido al precio de la electricidad renovable y al costo de los electrolizadores. Sin embargo, en los últimos años se ha observado un marcado descenso en los costes del hidrógeno verde, impulsado por varias tendencias convergentes:

1) Caída del precio de las renovables:

Como se puede ver en la Figura 11 y Figura 12, el costo de generar electricidad solar fotovoltaica y eólica ha disminuido drásticamente (un 82% y 39% de reducción respectivamente en la última década (IRENA, 2020)). Esto es crucial, ya que la electricidad puede constituir hasta el 60-75% del coste de producir hidrógeno verde. En regiones con abundante recurso solar/eólico, hoy es posible disponer de electricidad a precios muy bajos lo que reduce directamente el coste de electrólisis.

Promedio del LCOE de proyectos de solar fotovoltaica 2010-2023

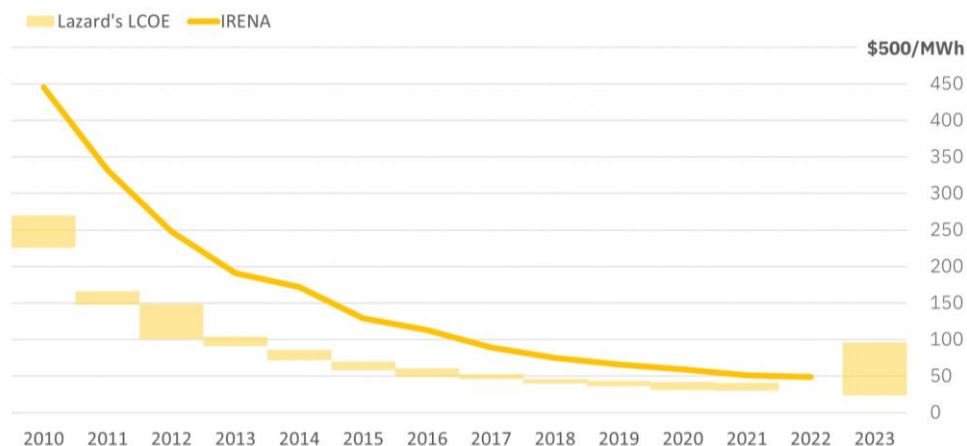


Figura 11: Coste Normalizado de la Electricidad (LCOE) de la Solar Fotovoltaica (AleaSoft Energy Forecasting, 2022)

Promedio del LCOE de proyectos de eólica terrestre 2010-2023



Figura 12: Coste Normalizado de la Electricidad (LCOE) de la Eólica Terrestre (AleaSoft Energy Forecasting, 2022)

2) Economías de escala e industrialización de electrolizadores:

La fabricación de electrolizadores alcalinos (AEL) y de membrana de intercambio protónico (PEM) se está expandiendo y abaratará costos unitarios. Hasta hace pocos años, no existía producción masiva de electrolizadores (la capacidad global instalada era pequeña). Ahora, con numerosos proyectos en cartera, los proveedores están escalando fábricas y optimizando

la producción. Se proyecta que el CAPEX (inversión por kW) de los sistemas de electrólisis podría caer significativamente hacia 2030, gracias a mejoras de materiales, automatización y volumen de fabricación (Agencia Internacional de la Energía, 2022). Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía estima que los costes promedio del hidrógeno verde podrían reducirse a 2-4 USD/kg en 2030, acercándose a la paridad con las rutas fósiles convencionales. Algunas regiones con excelentes recursos renovables podrían lograr costes incluso más bajos (se proyectan ~1,6 USD/kg en Chile para 2030, por ejemplo) (Agencia Internacional de la Energía, 2022).

3) Aprendizaje tecnológico y proyectos piloto:

Cada nuevo proyecto de hidrógeno verde aporta aprendizaje que mejora la eficiencia operativa y reduce costes financieros percibidos (riesgo). Además, avances en eficiencia de electrolizadores (nuevos catalizadores, mejores membranas) están aumentando el rendimiento y la vida útil de los equipos. La competencia e innovación también apuntan a disminuir la dependencia de materiales caros (por ejemplo, reducir o sustituir metales nobles como platino e iridio en electrolizadores PEM (Fortin, 2025)).

4) Incentivos y precio al carbono:

Las políticas públicas están empezando a poner precio a las emisiones de CO₂ o establecer objetivos concretos de incorporación de hidrógeno renovable, lo cual mejora la viabilidad económica. Por un lado, encarecer el hidrógeno gris mediante impuestos al carbono reduce la brecha con el verde (una tasa de 80 €/t CO₂ se refleja como 0,8 €/kg H₂); por otro, están surgiendo subsidios, créditos fiscales o contratos por diferencia para el hidrógeno verde (por ejemplo, en la Unión Europea con el programa IPCEI, o en EE.UU. con los créditos

del Infrastructure Bill y la ley Inflation Reduction Act que otorgan hasta 3 \$/kg de incentivo al hidrógeno limpio³). Estas medidas de apoyo pueden acelerar la paridad de costes efectiva antes de 2030 en algunos mercados.

Otra referencia relevante son los objetivos marcados por programas como el del Departamento de Energía de EE.UU. (DOE): reducir el costo del hidrógeno limpio a 2 \$/kg en 2026 y 1 \$/kg en 2031 (University of Michigan Center for Sustainable Systems, 2024) (la iniciativa "Hydrogen Shot"). Si bien son metas ambiciosas, reflejan la confianza en que la combinación de renovables baratas, economía de escala e innovación puede llevar el hidrógeno verde a costos competitivos con combustibles fósiles en esta misma década.

Desde la óptica de la rentabilidad de proyectos, la disminución de costes ha de venir acompañada por modelos de negocio sólidos: contratos de suministro a largo plazo, creación de *hubs* o valles de hidrógeno que aglutinen oferta y demanda, y valorización de los beneficios ambientales. Como bien muestra la Figura 13, a nivel mundial se han anunciado ya más de 680 proyectos de hidrógeno a gran escala, totalizando unos 240.000 millones de dólares en inversiones (Roca J. A., 2022), principalmente enfocados en hidrógeno verde. Si bien no todos se materializarán de inmediato, este auge indica una fuerte apuesta industrial y financiera, comparativamente mucho mayor que hace solo 5 años. Esto sugiere que la brecha de rentabilidad se está cerrando: la expectativa de reducción de costes y la presión por descarbonizar han catalizado compromisos de capital, confiando en que el hidrógeno será competitivo en un horizonte cercano.

³ Si bien estas ayudas con la Administración Trump están en peligro.

684 announced megawatt-scale projects¹

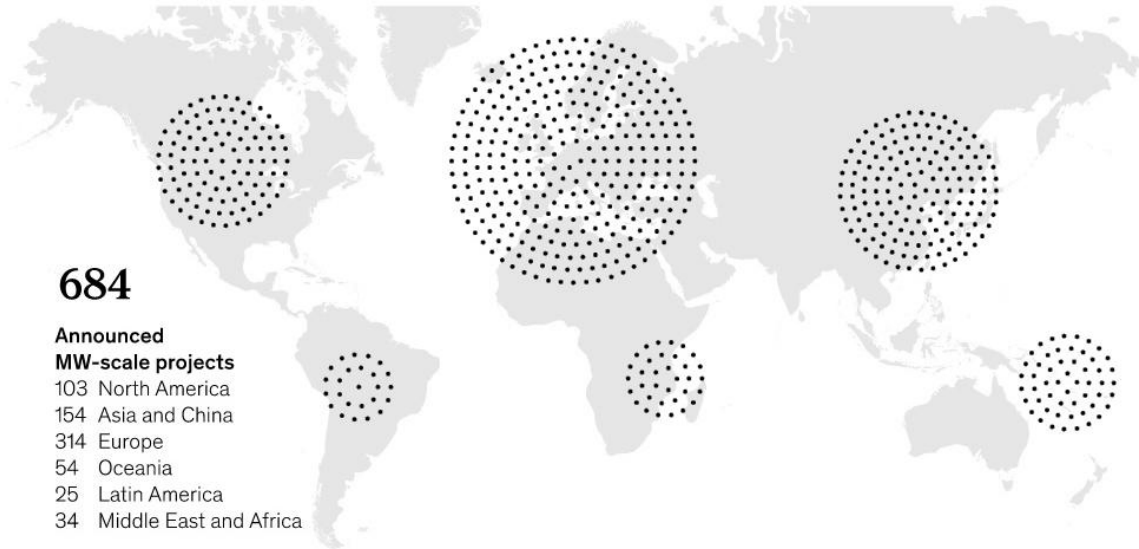


Figura 13: Proyectos de Hidrógeno a Gran Escala Anunciados (Roca J. A., 2022)

1.5 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE MEDIANTE FOTVOLTAICA, EÓLICA E HIBRIDACIÓN

La producción de hidrógeno verde típicamente se realiza mediante electrólisis del agua alimentada por electricidad renovable. Las dos fuentes renovables más instaladas hoy son la solar fotovoltaica (FV) y la eólica (WF), las cuales presentan perfiles de generación complementarios hasta cierto punto: la fotovoltaica produce únicamente durante horas

diurnas, con mayor intensidad en días despejados; la eólica puede generar tanto de día como de noche y suele ser más fuerte en ciertas temporadas o por las noches, aunque también es intermitente. Dado que un electrolizador idealmente debería funcionar el mayor número de horas posible (para diluir sus costes de inversión y producir hidrógeno más barato), surge la estrategia de hibridación renovable: combinar parques solares y eólicos para lograr una alimentación de energía más constante a los electrolizadores.



Figura 14: Esquema de Producción Híbrida (Enlight, 2022)

En un esquema híbrido (Figura 14), las fluctuaciones de una fuente pueden compensarse con la otra. Por ejemplo, en muchos lugares el viento sopla más por la noche o en invierno, mientras el sol brilla en las horas centrales del día y más en verano; al sumar ambas fuentes, la ventana de producción eléctrica se amplía. Así sucede en el Kennedy Energy Park (Queensland, Australia), cuya producción horaria prevista, recogida en la Figura 15, muestra cómo la generación eólica (azul) domina durante la noche y las primeras horas del día, mientras que la solar (amarillo) se impone a partir de media mañana; al superponerse ambas

curvas se logra una ventana de producción eléctrica mucho más ancha (ARENA, 2017). Un electrolizador costoso que solo operase, digamos, 5 o 6 horas al día con solar, produciría hidrógeno caro (el capital invertido se usa poco); en cambio, si gracias a un parque eólico añadido puede funcionar 15 o 18 horas distribuidas, el coste por kg de H₂ disminuye considerablemente. Estudios tecno-económicos indican que una combinación óptima de solar + eólica puede minimizar el coste nivelado del hidrógeno en muchos casos (Alcalde, 2023).

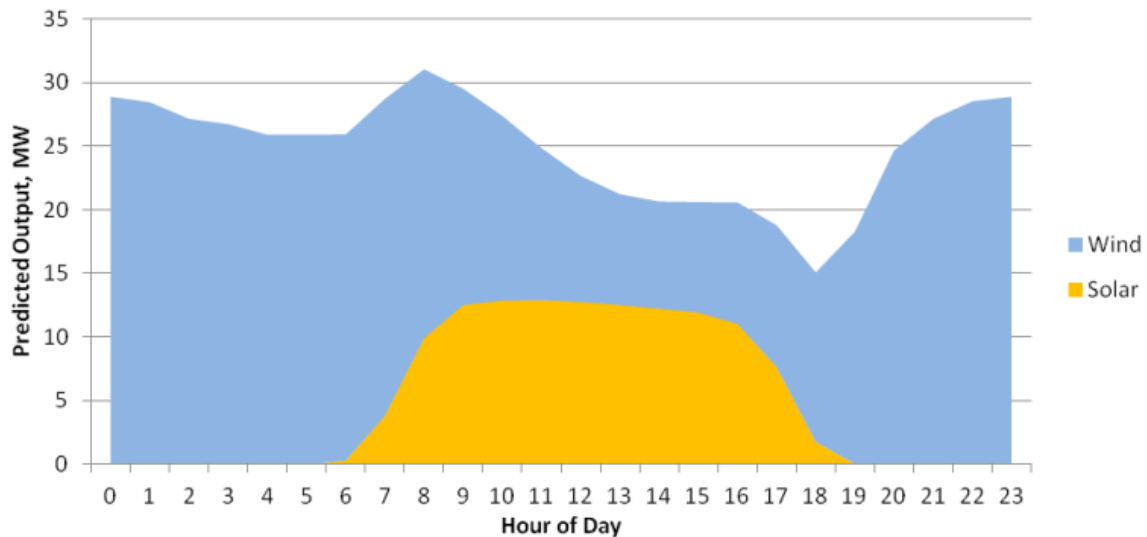


Figura 15: Perfiles diarios de la generación eólica y solar en Kennedy (ARENA, 2017)

La gestión inteligente de estas fuentes es clave. En momentos de superávit renovable (p.ej., mediodía soleado con buen viento), se puede operar el electrolizador a plena potencia e incluso almacenar excedentes eléctricos en baterías o redirigirlos a otras cargas; en momentos de baja generación, se puede bajar la potencia o recurrir a la red eléctrica si está disponible y si la tarifa lo permite (algunos proyectos consideran conexión a red para utilizar electricidad barata fuera de punta, siempre que siga siendo de origen renovable o se compensen emisiones, aunque esto añade complejidad de certificación). En todo caso, el objetivo es maximizar las horas anuales de operación con energía limpia barata. La

hibridación brinda resiliencia frente a la variabilidad: si un día es poco ventoso pero despejado, la solar toma el relevo, y viceversa.

Otra ventaja de la combinación de fuentes es reducir la necesidad de sobredimensionamiento. Para asegurar cierta producción mínima continua, un proyecto solo solar debería instalar una capacidad mucho mayor de FV respecto al electrolizador (porque gran parte del día no hay sol); lo mismo sucede con uno solo eólico en zonas con régimen de vientos variables. Con sistemas híbridos, el sobredimensionamiento total puede ser menor que la suma por separado, pues las fuentes se respaldan mutuamente. Esto reduce el coste unitario del hidrógeno. De hecho, un análisis de Nature Energy encontró que los sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos resultaban la opción más rentable para producción de hidrógeno en los casos de estudio de Alemania y Estados Unidos, en comparación con sistemas individuales (Alcalde, 2023).

Un aspecto a considerar es que la hibridación no elimina totalmente la intermitencia, por lo que algunos proyectos incorporan almacenamiento de energía (baterías eléctricas o almacenamiento de hidrógeno intermedio) para suavizar la potencia suministrada al electrolizador en escalas de tiempo cortas. Sin embargo, las baterías encarecen el sistema; suele ser más económico tolerar ciertas paradas del electrolizador o modular su carga dentro de un rango. Los electrolizadores modernos (especialmente los de membrana PEM) pueden ajustar su producción rápidamente, lo que les permite seguir las variaciones de energía renovable. Operarlos en modos dinámicos ligeramente por debajo de la capacidad nominal durante valles de generación puede incrementar la vida útil y eficiencia, a la vez que se aprovechan mejor las horas de suministro renovable. Así, el diseño óptimo equilibra el factor de utilización del electrolizador con la curva de coste horario de la electricidad renovable.

En la práctica, el desarrollo de “valles de hidrógeno” en diversas regiones del mundo está adoptando este enfoque integrado. Muchos proyectos incluyen parques eólicos + solares dedicados a hidrógeno, situados en zonas con gran recurso renovable, y con planes de producir hidrógeno competitivo para uso industrial o transporte pesado. Un ejemplo

emblemático es el caso que se describe a continuación, en el que España alberga un proyecto híbrido de hidrógeno verde a gran escala.

1.6 CASO DE ESTUDIO: EL PROYECTO CATALINA (ESPAÑA)

El Proyecto Catalina, emplazado en Teruel (Aragón), se concibe como un polo renovable de referencia. Como se puede observar en la Figura 16, el proyecto aprovecha uno de los mejores corredores eólicos y solares de la Península para generar hidrógeno verde a gran escala y, gracias a su emplazamiento sobre el trazado previsto del European Hydrogen

Backbone (tramos 2030-2040) y a la cercanía de infraestructuras portuarias en Sagunto y Tarragona, enlaza de forma directa con el principal mercado español de hidrógeno industrial (Cabello, 2022). De este modo, el hidrógeno producido tierra adentro podrá transformarse y exportarse como amoníaco verde hacia complejos costeros, reforzando las metas de transición energética tanto de España como de la Unión Europea.

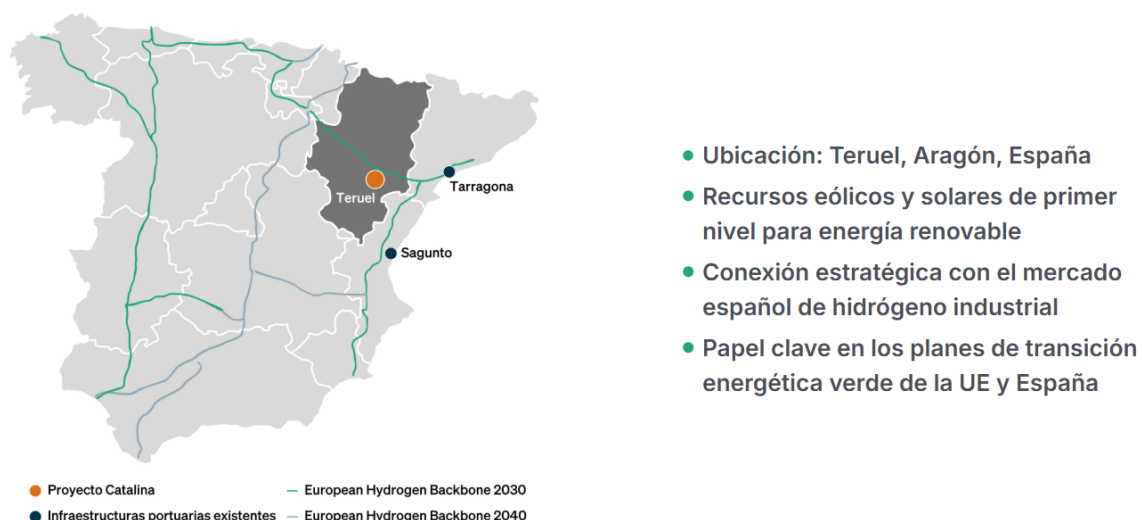


Figura 16: Ubicación y alcance del Proyecto Catalina en Aragón, España (Catalina, s.f.)

El Proyecto Catalina contempla varias fases. En su primera fase (Catalina I), actualmente en etapa avanzada de tramitación, se instalarán 1,7 GW de potencia renovable combinada: una serie de parques eólicos y fotovoltaicos en Aragón que alimentarán un electrolizador de 500 MW de capacidad (ER, 2022). Este electrolizador producirá alrededor de 40 000 toneladas anuales de hidrógeno verde, las cuales se transportarán mediante un nuevo gasoducto de unos 220 km hasta la zona industrial de Sagunto (Valencia). Allí el hidrógeno se utilizará principalmente para generar amoníaco verde en una planta de nueva construcción adyacente a las instalaciones de Fertiberia. Se estima una producción de unas 200 000 toneladas anuales de amoníaco libre de emisiones, que servirán para fabricar fertilizantes ecológicos, reemplazando amoníaco actualmente producido con gas natural. De este modo, Catalina I contribuirá a descarbonizar tanto el sector energético como el sector agrícola, al proveer materias primas libres de carbono para fertilizantes.

En conjunto, la fase inicial de Catalina evitará la emisión de aproximadamente 1 millón de toneladas de CO₂ al año (en comparación con la producción de hidrógeno gris equivalente) (ER, 2022). Además, se espera que durante su construcción e instalación genere más de 5 000 empleos directos entre Aragón y Valencia, impulsando la economía local. El calendario previsto apuntaba a iniciar obras a finales de 2023, una vez obtenidos los permisos, con la entrada en operación posiblemente hacia 2025.

La visión a largo plazo del proyecto es aún más ambiciosa. Una vez completamente implementado (fases posteriores Catalina II, III, etc.), se proyecta alcanzar 5 GW de potencia renovable instalada en Aragón dedicados al hidrógeno, alimentando hasta 2 GW en electrolizadores (ER, 2022). Con ello, la producción de hidrógeno verde podría escalar a ~160 000 toneladas anuales, lo suficiente para cubrir aproximadamente el 30% de la demanda actual de hidrógeno en España. Esto da una idea del impacto: Catalina por sí solo podría suplir cerca de un tercio del hidrógeno que hoy consumen las refinerías y la industria química española, pero de forma 100% renovable. El hidrógeno producido adicionalmente podría destinarse a otros usos industriales o incluso exportarse en forma de amoníaco u otros *carriers* energéticos.

Técnicamente, Catalina ejemplifica la estrategia de hibridación discutida anteriormente: combinar eólica y solar para un suministro estable. Aragón ofrece excelentes condiciones de viento (especialmente en la zona de Teruel) y buena irradiación solar, lo que permite altos factores de capacidad conjuntos. El electrolizador a instalar será uno de los mayores del mundo (500 MW en la fase I), presumiblemente compuesto por módulos de tecnología PEM o alcalina de última generación. El transporte por tubería hasta Sagunto aprovecha en parte trazados existentes y la experiencia de Enagás en gasoductos, adaptando materiales para hidrógeno. Asimismo, integrará la cadena de valor con un uso final claro: la producción de amoníaco en Fertiberia, cerrando así el círculo desde la generación renovable hasta un producto industrial final (fertilizantes). Este enfoque integral de “*Power-to-X*” (electricidad renovable a hidrógeno, y de hidrógeno a producto químico) mejora la viabilidad económica del proyecto, al asegurar mercado para el hidrógeno producido.

El gobierno de España ha identificado a Catalina y proyectos similares como estratégicos para los objetivos nacionales de hidrógeno. Iniciativas de este tipo se enmarcan en el PERTE ERHA (Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica en Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento) y la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable 2030. Estas políticas buscan que España, con su abundancia de recursos renovables, se convierta en un *hub* del hidrógeno verde en Europa. De hecho, la península ibérica es vista como una de las regiones con menor coste de producción de hidrógeno verde en el futuro cercano, y proyectos como Catalina están atrayendo inversión internacional para concretar esa visión.

1.7 COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH)

El coste nivelado del hidrógeno, o LCOH por sus siglas en inglés, es un indicador económico que expresa el coste medio, por kilogramo de hidrógeno, de todo un proyecto a lo largo de su vida útil; integra la inversión inicial (CAPEX), los gastos operativos (OPEX) y el efecto financiero de descontar los flujos de caja con un tipo de actualización apropiado. Al igual

que ocurre con el LCOE (Coste Nivelado de Electricidad) en generación eléctrica, el LCOH permite comparar tecnologías y emplazamientos en igualdad de condiciones, ya que normaliza todos los costes en una sola magnitud (€/kg) y distribuye la carga inversora sobre la producción total de hidrógeno prevista (European Hydrogen Observatory, 2024).

Cuando la producción se basa en electrólisis alimentada con electricidad renovable (caso objeto de este trabajo) el LCOH se descompone de forma característica en: (i) CAPEX del electrolizador y de las instalaciones auxiliares; (ii) coste de la electricidad consumida durante su vida económica; (iii) otros OPEX, incluidos los reemplazos de stacks de los electrolizadores y el mantenimiento; (iv) peajes de red y gravámenes eléctricos cuando la planta está conectada a la red; y (v) ingresos o créditos que reducen el coste neto, como subvenciones o la venta de oxígeno coproducido. Esta estructura, adoptada por herramientas de cálculo estandarizadas como el LCOH Calculator Europeo, facilita identificar qué partidas dominan el coste final y cómo varía el resultado ante cambios en el mix eléctrico, las horas de operación o el precio de los equipos.

Capítulo 2. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

2.1 DESCRIPCIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

La generación eléctrica a partir de fuentes renovables intermitentes presenta curvas monótonas con pocas horas de utilización y potencias muy inferiores a la nominal, siendo el caso más acusado el de los parques fotovoltaicos. Esta limitación queda patente en la Figura 17, donde se representan las curvas medias de 2023 para solar y eólica en el sistema peninsular español (Foro Nuclear, 2024).

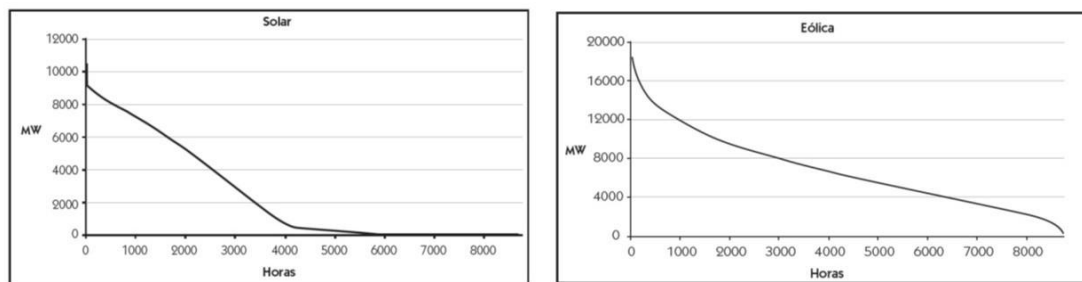


Figura 17: Curvas Monótonas Medias de Producción (Foro Nuclear, 2024)

Cuando se pretende alimentar un electrolizador con dicha producción, sólo caben dos opciones: sobredimensionar el parque, lo que dispara el CAPEX, o hibridar tecnologías (eólica + fotovoltaica), tal y como plantea el caso base del índice IBHYX (MIBGAS, 2024). El análisis de la curva monótona solar de 2023 en España (Figura 18) revela que para lograr unas 3 500 h de operación del electrolizador sería necesario ampliar en exceso la potencia instalada. Esa sobredimensión crea un gran excedente (el área de la curva fuera del rectángulo azul) y, además, eleva significativamente el CAPEX al no hacer uso del electrolizador suficientes horas para poder diluir la inversión. En cambio, la curva monótona eólica (Figura 19) se ajusta mejor al electrolizador: alcanza unas 4 500 h sin sobregeneración significativa. Esta mayor utilización, sin embargo, eleva el LCOE frente al escenario fotovoltaico al requerir una mayor inversión.

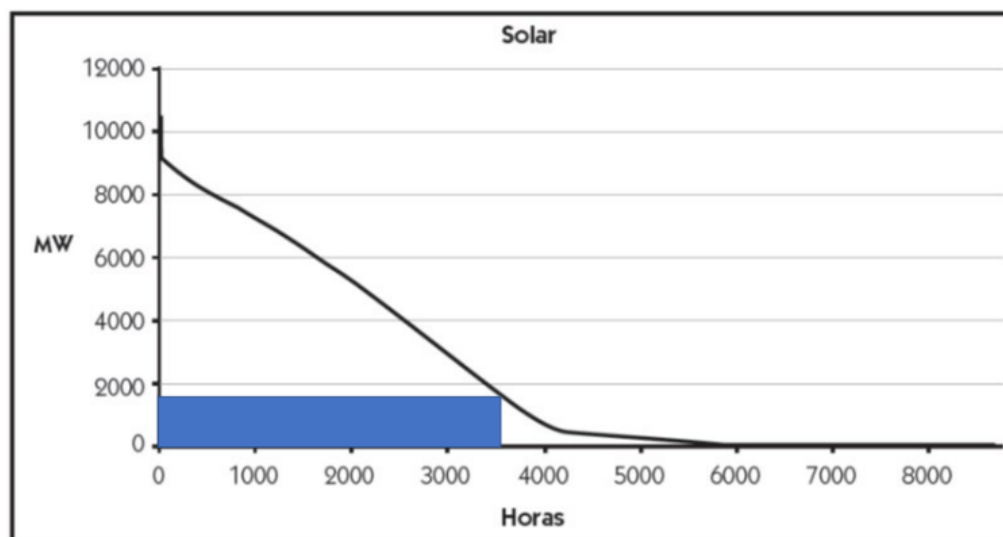


Figura 18: Curva Monótona Media de Producción Solar y Consumo del Electrolizador

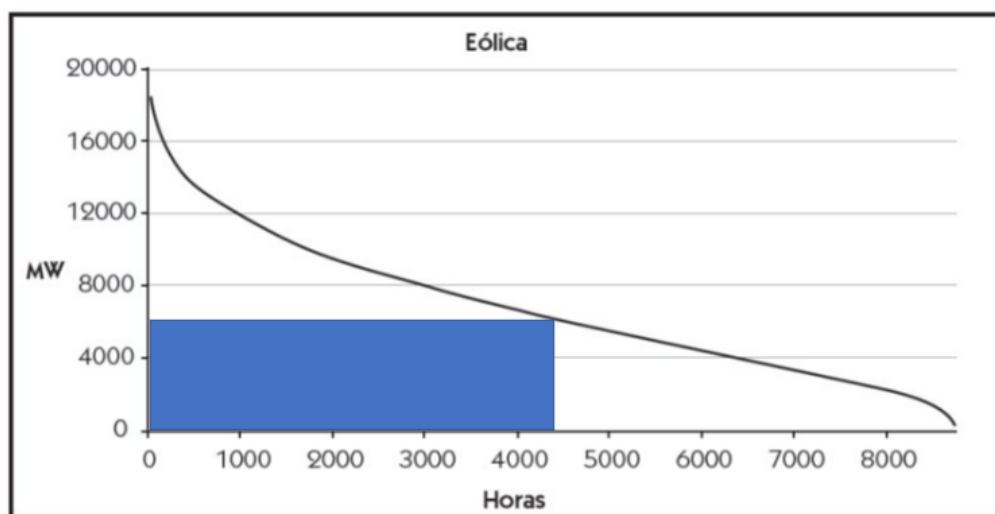


Figura 19: Curva Monótona Media de Producción Eólica y Consumo del Electrolizador

Frente a esa práctica habitual, el presente proyecto examina la viabilidad tecno-económica de un enfoque alternativo basado en la metodología de la cogeneración mostrado en la Figura 20 (Linares, 2024). El objetivo es dimensionar el electrolizador para que opere a carga nominal el mayor número posible de horas, mientras que la energía renovable sobrante se venderá como excedente a un precio competitivo con los PPA (Power Purchase Agreements). Al reducir los excedentes y asegurar su colocación en el mercado, se minimiza

el riesgo comercial. Para ello, la planta debe situarse dentro de un valle de hidrógeno con demanda local, lo que garantiza clientes potenciales y acorta la cadena logística (Enagas, 2022).

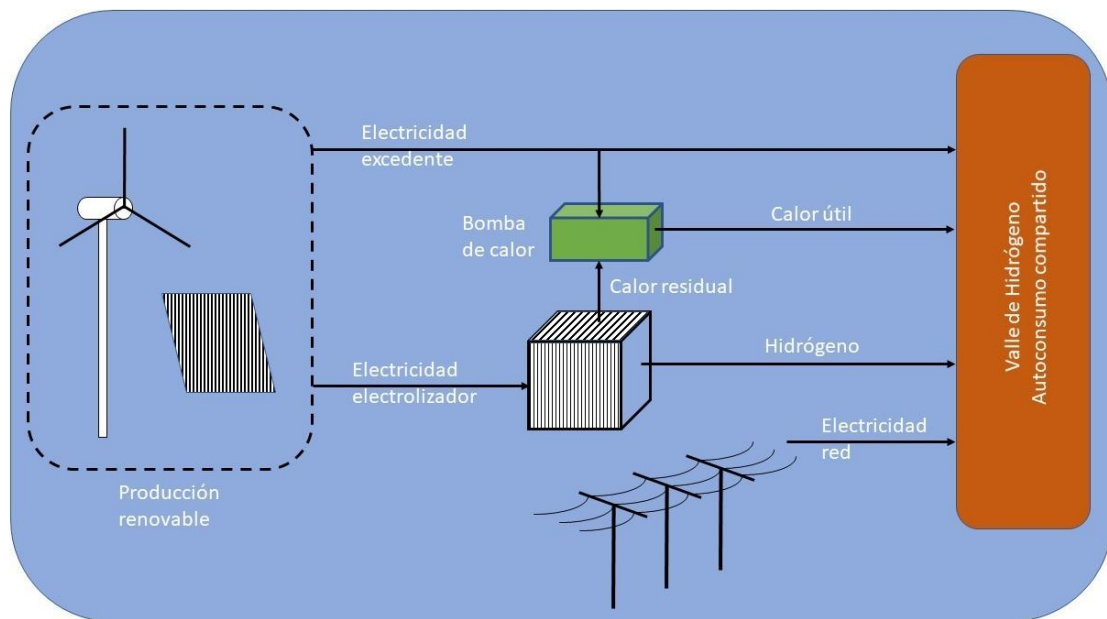


Figura 20: Producción de hidrógeno por electrólisis renovable planteada como una cogeneración (Linares, 2024)

La estructura de costes resultante se desglosa en:

- **CAPEX:** que agrupa la inversión en el electrolizador y en el parque renovable;
- **OPEX:** principalmente mantenimiento del electrolizador (incluida la reposición del *stack*) y del parque;
- **Ingresos:** procedentes de la venta de excedentes a un precio superior al LCOE del parque.

Aunque un parque exclusivamente fotovoltaico obligaría al electrolizador a operar tan sólo unas 2 300 h/año, lo que encarece el kilogramo de H₂, un parque eólico ofrece curvas más

tendidas y, por tanto, más horas de servicio, pero con un mayor LCOE. Estas diferencias motivan la comparación de ambos casos para identificar la solución de menor coste total.

Desde la perspectiva de la transición energética, el hidrógeno verde es un vector clave para descarbonizar sectores donde la electrificación directa resulta compleja. Sin embargo, su coste elevado sigue siendo la barrera principal para su adopción masiva. El proyecto se propone superar ese obstáculo optimizando simultáneamente la producción y la economía del hidrógeno: la venta de energía renovable sobrante a industrias cercanas diversifica los flujos de ingresos, mientras que la combinación inteligente de tecnologías renovables y aplicaciones complementarias refuerza la sostenibilidad del modelo.

En síntesis, esta iniciativa busca demostrar que, con un dimensionamiento óptimo del electrolizador, la gestión activa de excedentes y una ubicación estratégica en un valle de hidrógeno, es posible reducir significativamente el coste normalizado del hidrógeno renovable y, al mismo tiempo, contribuir de forma tangible a los objetivos de descarbonización nacionales y europeos.

2.2 METODOLOGÍA

Para resolver los objetivos del proyecto se aplicará una estrategia metodológica en cuatro grandes bloques, cada uno apoyado en modelos y herramientas específicas:

1. Evaluación de recursos renovables y selección de emplazamientos
 - Se elaborará un screening de datos de potencias fotovoltaicas con la base de datos de PVGIS⁴ y del mismo modo con la base de RENEWABLES NINJA⁵ para potencias eólicas. Dichas potencias se obtendrán para distintos emplazamientos escogidos estratégicamente alrededor de la península.
 - Los emplazamientos finalistas se priorizarán según el factor de capacidad híbrido esperado y serán usados en el modelo híbrido.
2. Pre-dimensionamiento y simulación energética
 - Con las potencias de los diferentes emplazamientos, se obtendrán curvas horarias representativas de producción solar y eólica para cada localización.
 - Estas curvas se introducirán en el modelo propio de Excel (habrá un modelo para los emplazamientos fotovoltaicos, otro separado para los eólicos y uno final para el caso híbrido), el cual automáticamente calculará las condiciones óptimas para combinar fuentes renovables y también calculará en cada emplazamiento, de manera anual, la potencia producida por la fuente renovable, el hidrógeno producido, las horas de operación del electrolizador y el LCOH.

⁴ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

⁵ <https://www.renewables.ninja/>

3. Dimensionamiento del electrolizador y análisis económico

- Haciendo uso de la Figura 21 como ejemplo, la cual representa distintas curvas de LCOH según las horas de uso del electrolizador para diferentes valores de LCOE, se puede ver que el LCOH desciende con rapidez hasta unas 4 500 h equivalentes de carga plena, donde se forma una meseta: ampliar la operación más allá apenas reduce el LCOH. Por tanto, el diseño óptimo exige que el electrolizador trabaje a potencia nominal alrededor de esas 4 500 h anuales para sostener la rentabilidad. Del mismo modo y dependiendo de la inversión optada, se tendrá que dimensionar el electrolizador para que opere a su capacidad nominal durante el periodo de tiempo dado.

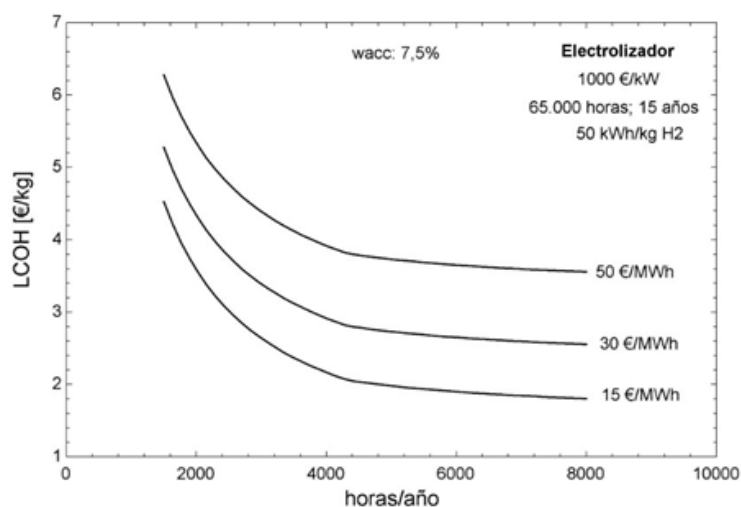


Figura 21: LCOH del Hidrógeno Verde (Linares, 2024)

4. Análisis de sensibilidad

- Se realizará un estudio de sensibilidad sobre la inversión del electrolizador y la venta de excedentes energéticos sobre la proporción de potencia eólica y

fotovoltaica a consumir por el electrolizador para optimizar el modelo híbrido.

Al concluir, se dispondrá de un caso de referencia tecnológicamente viable y financieramente robusto, con su ruta de escalado y las contingencias principales claramente identificadas.

2.3 CASO PILOTO: PARQUE FOTOVOLTAICO DE 100 MW

Para ilustrar la metodología, se hará referencia al caso piloto representado en el artículo *Integración de la Producción para Reducir el LCOH del Hidrógeno Verde* (Linares, 2024) el cual basa su trabajo en las hipótesis implementadas por el índice IBHYX y la calculadora de LCOH desarrollada por el European Hydrogen Observatory. El artículo simula un parque fotovoltaico de 100 MWp cuyo perfil horario se aproxima a una monótona triangular de 4 500 h/año. Los parámetros económicos del índice IBHYX constan de un CAPEX del electrolizador de 1 600 €/kW, O&M 2,5% año, wacc 7,74 %, LCOE fotovoltaico 22,58 €/MWh y valora la venta del excedente a 60 €/MWh (Linares Hurtado J. I., Integración de la producción para reducir el LCOH del hidrógeno verde (actualización según el IBHYX), 2024).

En la Figura 22, la recta azul muestra la potencia nominal del electrolizador necesaria para absorber la energía del parque a medida que aumentan sus horas de uso. La curva negra representa la producción anual de hidrógeno: crece hasta un máximo ($\approx 2\,090$ t/a) a 2 250 h con una potencia aproximada del electrolizador de 50 MW y luego desciende al reducirse la potencia instalada.

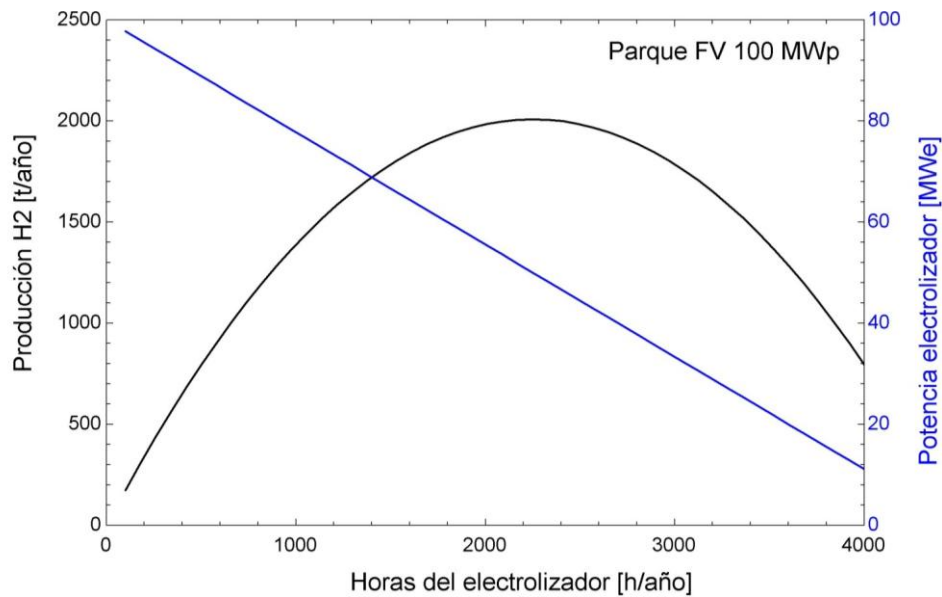


Figura 22: Producción de hidrógeno y potencia del electrolizador en un parque FV (Linares, 2024)

En la Figura 23, el gráfico descompone el coste normalizado del hidrógeno:

- El CAPEX específico (azul) disminuye al repartirse la inversión en más kg, por lo que una mayor producción de hidrogeno ayuda a diluir dicha inversión.
- El OPEX (rojo), el cual representa el coste del consumo de electricidad del electrolizador, es prácticamente constante.
- El LCOH, suma total de ambos (negro), traza una curva decreciente que no marca un mínimo para la producción máxima de hidrogeno, pero no muestra gran reducción después de dicho punto. En ese punto, el LCOH ronda 4 €/kg, frente a los 5,9 €/kg del escenario IBHYX de referencia.

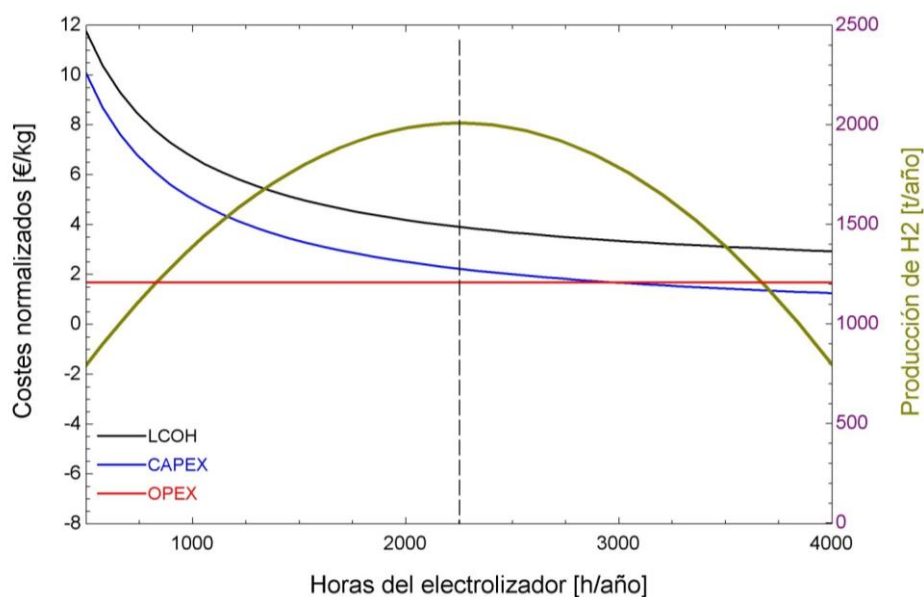


Figura 23: Desglose del LCOH en un parque FV (Linares, 2024)

En la Figura 24 se puede observar la producción de H₂ y excedentes exportados. Comparando ambas curvas se comprueba que dimensionar el electrolizador a 0,5 MW por cada MWp del parque (línea vertical), maximiza la producción de hidrógeno y minimiza la energía exportada, facilitando la integración en el valle de hidrógeno local y mejorando la rentabilidad. La venta de excedentes supone un ingreso que reduce aún más el LCOH.

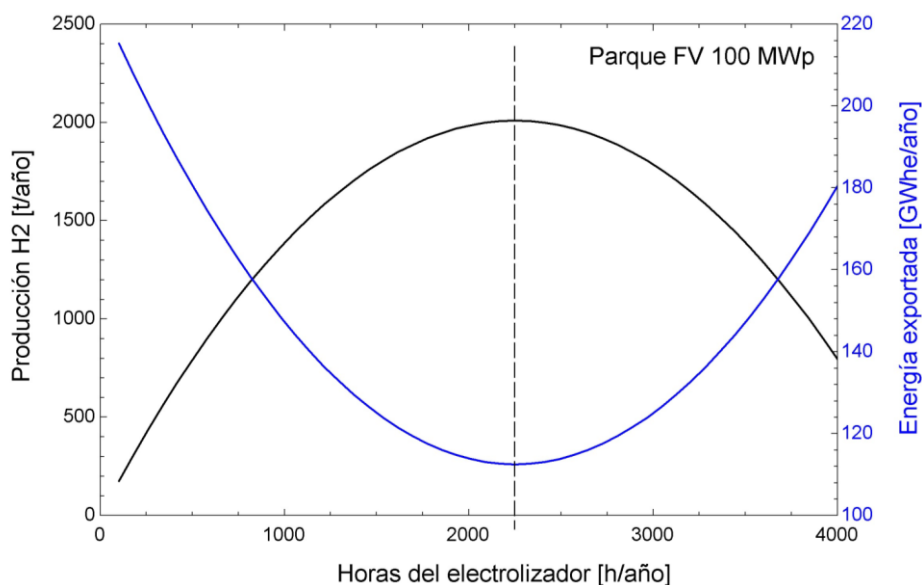


Figura 24: Producción de hidrógeno y excedentes eléctricos en un parque FV (Linares, 2024)

En la Figura 23 se superpone de la monótona triangular (negro) con el rectángulo turquesa que cuantifica la electricidad consumida por el electrolizador; el área sombreada restante corresponde a la energía vendida al consumidor local. Con el dimensionamiento óptimo, los excedentes se reducen y garantizan ingresos adicionales sin sobredimensionar la capacidad renovable.

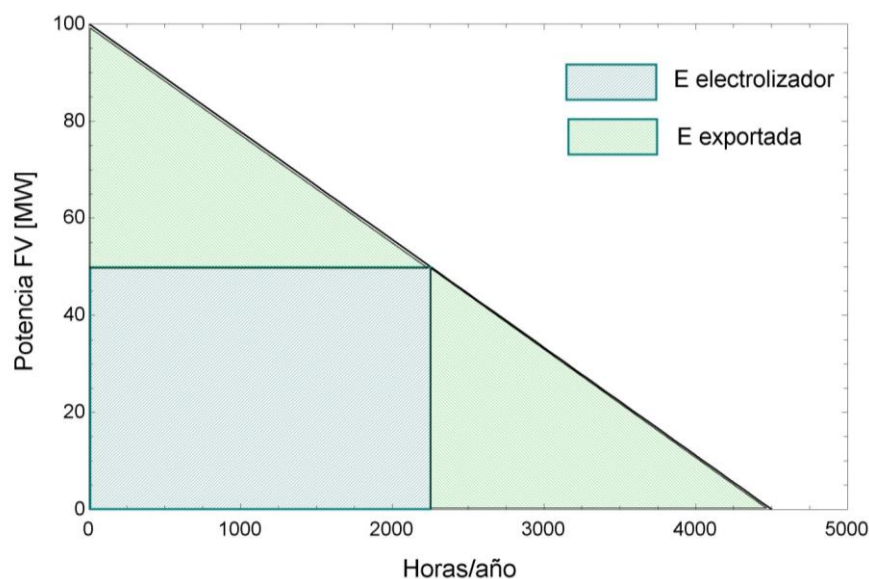


Figura 25: Aprovechamiento de la monótona de un parque FV (Linares, 2024)

En la Figura 26 se detalla cómo se compone el coste nivelado del hidrógeno cuando la planta fotovoltaica forma parte de la instalación. Los bloques naranjas representan los costes que incrementan el LCOH: CAPEX del electrolizador (2,23 €/kg) y CAPEX FV (3,36 €/kg), mientras que la barra amarilla muestra la contribución negativa del OPEX (-1,68 €/kg) derivada de la venta de excedentes eléctricos (30 €/MWh) (al percibirse ingresos por esa energía sobrante, el término de explotación actúa como descuento). El resultado neto, en verde, es un LCOH de unos 3,9 €/kg.

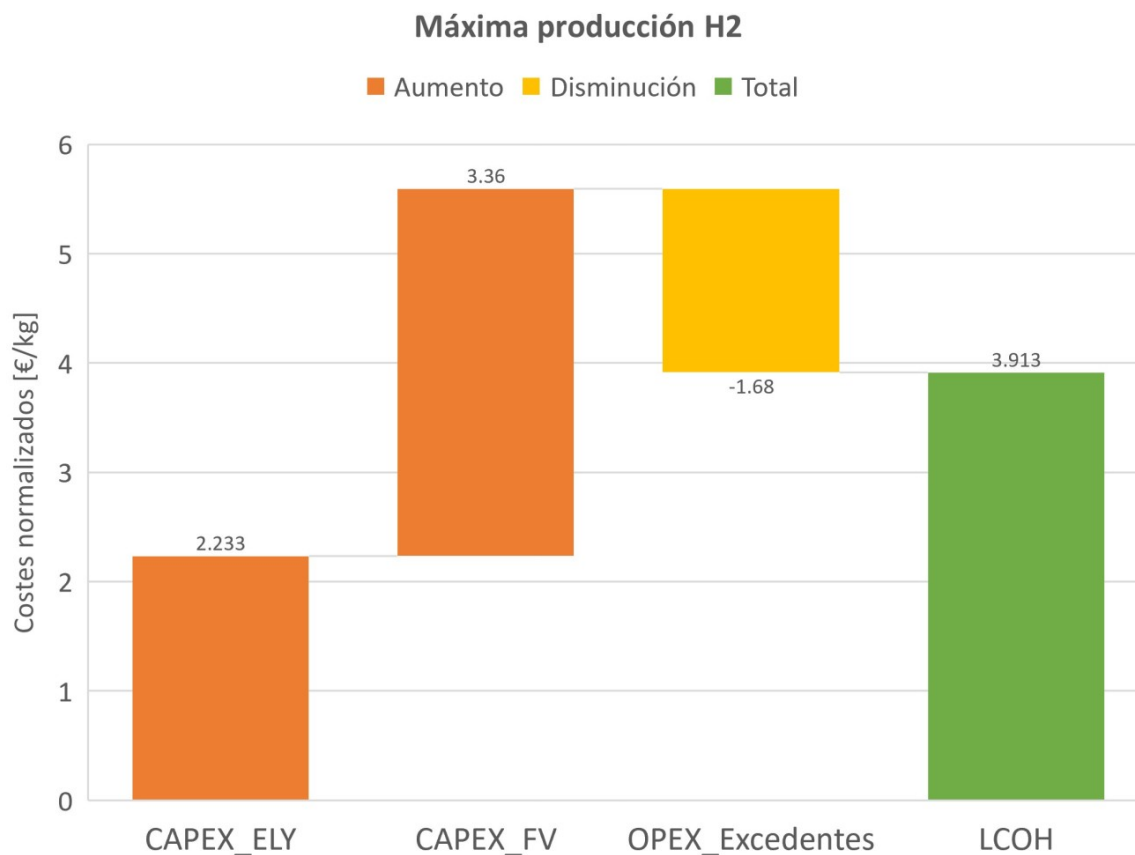


Figura 26: Desglose del LCOH para el escenario de máxima producción de H2 en un parque FV (considerando el parque incluido en la instalación) (Linares, 2024)

La Figura 27 plantea el mismo escenario, pero suponiendo que los excedentes se venden al cliente a 70 €/MWh (tarifa posible de PPA renovable a largo plazo). Con esa remuneración, el ingreso por excedentes casi se duplica y el OPEX negativo alcanza -3,92 €/kg. Puesto que los términos de CAPEX permanecen idénticos, el LCOH total se desploma hasta 1,67 €/kg, un valor claramente competitivo frente al hidrógeno gris y muy cercano a los objetivos de hidrógeno verde establecidos en la hoja de ruta europea.

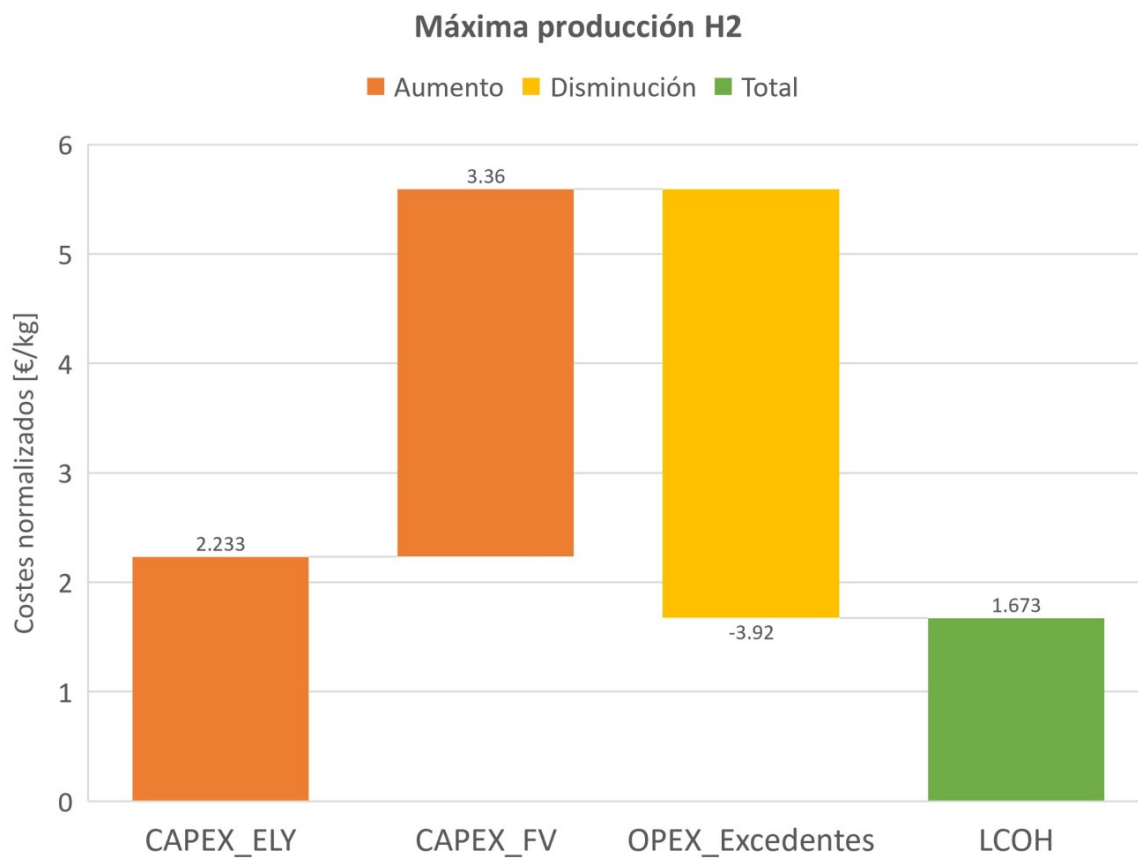


Figura 27: Desglose del LCOH para el escenario de máxima producción de hidrógeno en un parque FV, considerando el parque incluido en la instalación y la venta de excedentes a 70 €/MWh (Linares, 2024)

Capítulo 3. MODELO FOTOVOLTAICO

Este capítulo presenta el modelo desarrollado para evaluar la producción de hidrógeno verde a partir de un electrolizador alimentado exclusivamente con electricidad fotovoltaica. El objetivo principal del modelo es convertir los datos horarios de recurso solar en indicadores clave de diseño y rentabilidad: producción anual de H_2 , horas equivalentes de plena carga (HEPC), desglose de CAPEX/OPEX y coste normalizado del hidrógeno (LCOH).

La estructura del capítulo sigue la lógica interna de la hoja de cálculo:

- 1. Datos de entrada y ordenamiento:** Se describe cómo se importan y normalizan las series horarias de irradiación, así como la potencia pico y la curva monótona utilizada para caracterizar la generación FV.
- 2. Parámetros fijos del modelo:** Se detallan los supuestos económicos y técnicos (CAPEX, OPEX, eficiencia del electrolizador, precio de venta de excedentes, tasa de descuento, vida útil, etc.) que permanecen constantes durante la simulación base.
- 3. Cálculos automáticos:** Una vez definidas las potencias de campo solar y electrolizador, el modelo realiza de forma automática el balance energético hora a hora, calcula los excedentes exportados, asigna los costes a cada bloque y genera los indicadores económicos.

3.1 DATOS DE POTENCIAS

Para generar la serie horaria de potencia fotovoltaica que alimenta el modelo se recurrió a la base de datos pública PVGIS-ERA5 (Figura 28), accesible a través de la herramienta web PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) de la Comisión Europea.

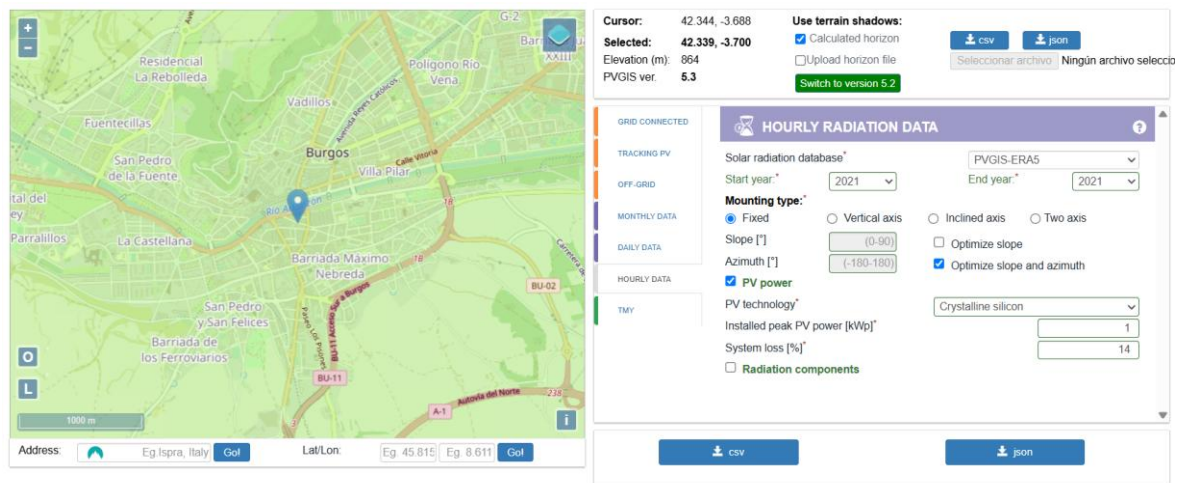


Figura 28: Captura del Programa PVGIS (The Joint Research Centre: EU Science Hub, 2025)

Los datos de cada emplazamiento se ordenan y se escalan a la potencia nominal elegida. Con dichos datos se generan las curvas monótonas, que sirven de base para los cálculos posteriores. Usando el emplazamiento de Madrid como ejemplo, la Figura 29 muestra la curva monótona obtenida con sus datos correspondientes.

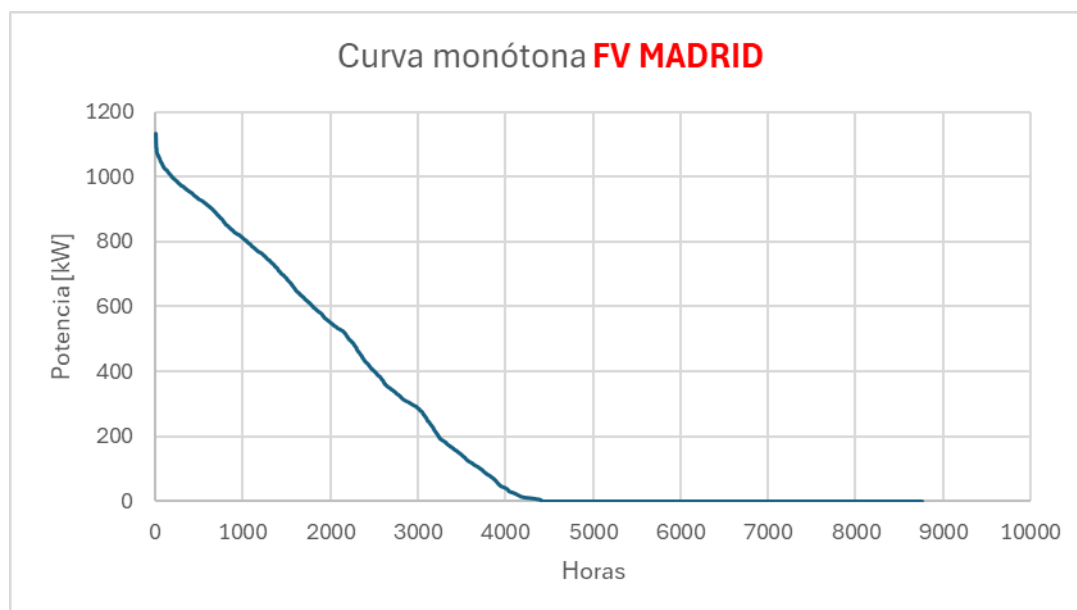


Figura 29: Curva Monótona FV Madrid

En el ámbito energético, una curva monótona se obtiene al ordenar las 8 760 horas del año de mayor a menor potencia y representar esa potencia en el eje vertical frente al número de horas en el horizontal, de modo que la línea, siempre descendente, nunca vuelve a subir. Este perfil condensado permite calcular las horas equivalentes de plena carga (HEPC), dimensionar equipos aguas abajo (en este caso, estimar cuántas horas puede operar un electrolizador sin sobredimensionarlo), comparar tecnologías (las curvas fotovoltaicas caen bruscamente mientras que las eólicas son más anchas y regulares) y evaluar excedentes. En síntesis, la curva monótona resume un año completo de datos horarios en un único gráfico que muestra con rapidez cuánta energía produce una instalación y cuán constante es esa producción.

3.1.1 EMPLAZAMIENTOS

Para enriquecer el análisis, se incorporará la producción fotovoltaica en múltiples emplazamientos de la península Ibérica. La idea es replicar el procedimiento descrito anteriormente (descarga de la serie horaria en PVGIS, escalado a la potencia nominal y construcción de la curva monótona) para un conjunto representativo de localizaciones que abarque distintos climas, latitudes y regímenes de nubosidad. De este modo se podrá:

- Comparar factores, horas equivalentes de plena carga y excedentes entre zonas interiores, costeras y del arco mediterráneo.
- Evaluar la sensibilidad del LCOH y del dimensionamiento óptimo del electrolizador a la variabilidad geográfica del recurso solar.
- Identificar los “hot spots” solares (aquellos emplazamientos donde la curva monótona se mantiene más ancha y elevada).

Los emplazamientos seleccionados (Figura 30) cubren todas las regiones climáticas principales de la península: Madrid, Bilbao, Sevilla, Oviedo, León, Burgos, Barcelona, Ciudad Real, Valencia, Cádiz, Almería, Vigo, Castellón y Tarragona. Cada uno aportará su propia serie de 8 760 valores horarios, que se procesará y comparará bajo los mismos supuestos técnicos y económicos. El resultado será una matriz de indicadores que permitirá optimizar el modelo y argumentar, con datos, qué ubicaciones ofrecen el mejor desempeño fotovoltaico para la producción de hidrógeno verde.



Figura 30: Distribución geográfica de los emplazamientos

3.2 PARÁMETROS FIJOS DEL MODELO

Para que los resultados de los distintos escenarios (fotovoltaico, eólico e híbrido) sean plenamente comparables, el modelo adopta un conjunto de parámetros económicos y técnicos que permanecen constantes a lo largo de todo el estudio. Dichos valores se han tomado, siempre que ha sido posible, de la actualización más reciente del Iberian Hydrogen Cost Index (IBHYX) (MIBGAS, 2024) y de la metodología oficial del European Hydrogen Observatory (European Hydrogen Observatory, 2024), de modo que reflejen las condiciones de mercado y los supuestos de degradación más reconocidos para la península ibérica. Mantener estos datos fijos (inversión específica, costes de operación y mantenimiento, consumo eléctrico nominal y promedio, vida útil, *WACC*, etc.) garantiza que cualquier variación en el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) provenga exclusivamente de las diferencias en recurso renovable, dimensionamiento o estrategia de operación, y no de cambios arbitrarios en los insumos económicos. En la Tabla 2 se resumen dichos parámetros.

Tabla 2: Suposiciones Económicas FV (European Hydrogen Observatory, 2024) (MIBGAS, 2024)

Símbolo / celda Excel	Descripción (qué representa)	Valor fijo	Unidad
-----------------------	------------------------------	------------	--------

INV_{ELY}	Inversión específica del electrolizador PEM (CAPEX ELY).	1600	$\frac{€}{kW}$
INV_{FV}	Inversión específica del campo fotovoltaico (módulos, inversores, obra civil y conexión).	500	$\frac{€}{kW}$
OM_{FV}	Coste anual de operación y mantenimiento del parque FV.	5	$\frac{€}{kW * año}$
g	Consumo eléctrico nominal del electrolizador.	55,5	$\frac{kWh}{kg}$
H_{stack}	Durabilidad del stack antes de sustitución completa.	80000	h
D_{stack}	Tasa de degradación del stack.	0,12	%/año
$OPEX_{RS}$	Factor de reposición del stack (porcentaje del CAPEX ELY en cada recambio).	15	%
$OPEX_{OE}$	Mantenimiento anual del electrolizador (excl. stack).	4	$\frac{\% \text{ del CAPEX}}{año}$
N	Vida económica del proyecto.	25	años
$WACC$	Coste medio ponderado de capital.	7,74	%
T_{ve}	Precio al que se vende la electricidad excedente (perfil similar al de un PPA renovable).	41	$\frac{€}{MWh}$

Notas aclaratorias

- Consumo eléctrico del electrolizador: El modelo distingue entre el consumo nominal (55,5 kWh/kg) y el promedio de por vida ($\approx 58,2$ kWh/kg); este último se obtiene aplicando la degradación del 0,12 % cada 1000 h sobre 25 años y en caso de llegar

al número de horas correspondiente incluye la reposición del stack, siguiendo el manual oficial del LCOH Calculator.

- Tarifa de excedentes: Aunque la literatura de referencia para proyectos híbridos emplea 60 €/MWh, en el escenario fotovoltaico se adopta un valor conservador de 41 €/MWh, coherente con el histórico de PPA FV en el índice IBHYX.

Con estos valores fijos, el modelo puede comparar de forma homogénea los distintos escenarios y evaluar su impacto en el LCOH.

3.3 VALORES INTERMEDIOS CALCULADOS POR EL MODELO

El modelo calcula automáticamente una serie de valores necesarios para los cálculos finales de rentabilidad. Estos se obtienen a partir de las suposiciones fijas recogidas en la Tabla 3 y Tabla 4 del modelo.

Tabla 3: Suposiciones económicas del modelo

INV [€/kW]	1600
N [años]	25
Inversión parque [€/kW]	500
OM del parque [€/kW-año]	5
g [kWh/kg]	55,50
OPEX reemplazo stack [% CAPEX/stack]	15,00
OPEX otros ELY [% CAPEX/año]	4,00
wacc [%]	7,738
Tarifa venta excedentes [€/MWh]	41,000

Tabla 4: Datos fijos del electrolizador

Hstack [h]	80000
------------	-------

Nstacks [-]	0
Dstack [%año]	0,12

Partiendo de dichas suposiciones, el modelo deriva los cálculos intermedios mostrados en la Tabla 5. Estos se calculan de manera automática una vez se introducen las potencias horarias.

Tabla 5: Parametros calculados

f _a [1/año]	-
Potencia electrolizador [MW]	-
Horas Equivalentes	-
LCOE [€/MWh]	-
Producción FV [MWh]	-
90% Max Producción H ₂ *g	-
Producción H ₂ [t/año]	-
Horas electrolizador [h/año]	-
Electricidad exportada [MWh]	-
Electricidad consumida [MWh]	-

Antes de que el modelo pueda calcular estos valores, es necesario realizar previamente los tres balances fundamentales: la energía horaria entregada por la planta FV, el hidrógeno horario que puede producirse con esa energía y la fracción que queda como excedente. Estos balances se resuelven fila a fila en la propia tabla donde se cargan las potencias horarias. A partir de este cálculo y de las curvas resultantes, el modelo procede a determinar los valores recogidos en la Tabla 5. Como ejemplo ilustrativo, la Tabla 6 muestra un extracto de la tabla de potencias ordenadas de Madrid, donde se aplica el escalado y se representan los tres balances mencionados.

Tabla 6: Extracto de los balances fundamentales de Madrid

Horas	Potencia Ordenada	Potencia Ordenada	Potencia Horaria [MWh]	H ₂ producido [t/año]	Excedentes [MWh]
-------	-------------------	-------------------	------------------------	----------------------------------	------------------

	1 MWp [kW]	10 MWp [kW]			
1	923,25	9232,5	9,2325	0,16083394	15033,6904
2	887,61	8876,1	17,7522	0,30925062	15025,0578
3	882,13	8821,3	26,4639	0,46101201	15016,2308
4	878,78	8787,8	35,1512	0,61234834	15007,4285
5	876,78	8767,8	43,839	0,76369339	14998,6256
6	873,41	8734,1	52,4046	0,91290966	14989,9466
7	859,6	8596	60,172	1,04822096	14982,0764
8	859,13	8591,3	68,7304	1,1973118	14973,4047
9	857,51	8575,1	77,1759	1,34443588	14964,8473
10	857,36	8573,6	85,736	1,49355634	14956,1739

- 1) **Producción horaria FV:** Calcula la energía eléctrica que el parque FV entregará durante el tramo representado en esa fila de la curva monótona.

Ecuación: $E_{FV,i} = P_{FV,i} \times H_{ELY,i} [MWh]$

- 2) **Producción horaria de hidrógeno:** Transforma la energía eléctrica del tramo (columna de producción horaria) en la masa de hidrógeno que puede generarse con ella. La fórmula divide dicha energía entre el consumo medio a lo largo de la vida del proyecto del electrolizador.

Ecuación: $m_{H2,i} = \frac{E_{FV,i}}{g_{medio-N}} \left[\frac{t}{año} \right]$

El modelo actualiza en tiempo real un gráfico con la producción horaria de H₂ conforme se completan las columnas de energía FV y masa de hidrógeno. La gráfica del emplazamiento de Madrid (Figura 31) se incluirá como ejemplo ilustrativo de este patrón.

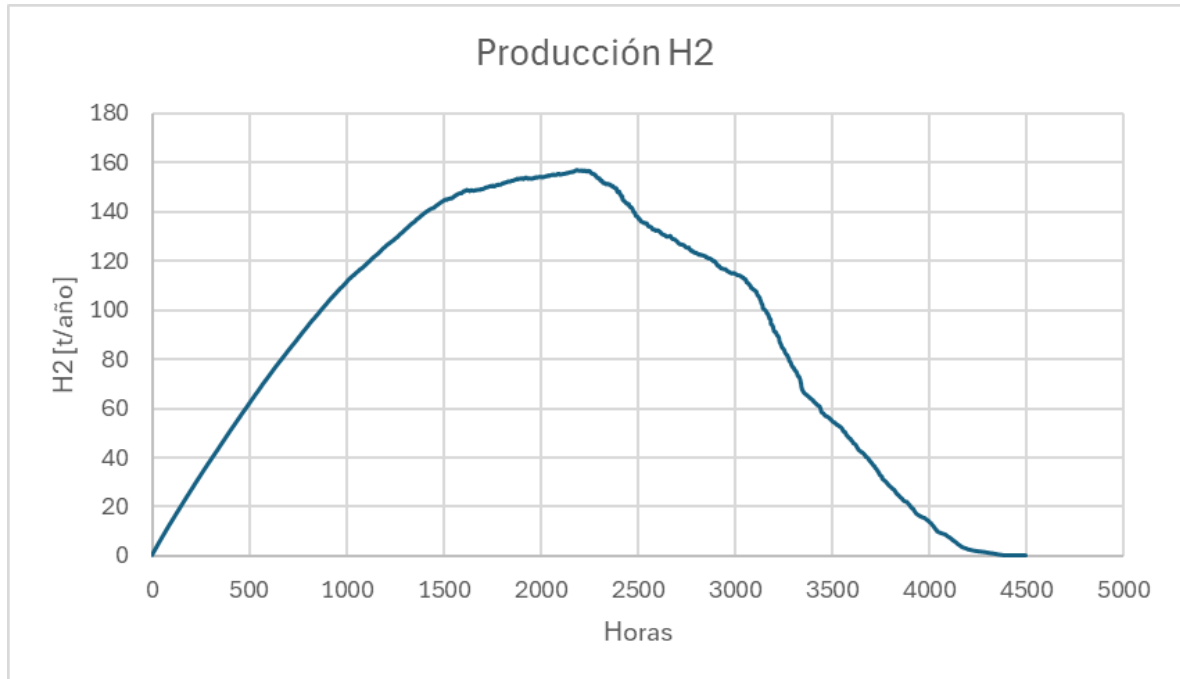


Figura 31: Producción H₂ Madrid FV

- 3) Excedentes horarios:** Para cada tramo de la curva monótona, la energía fotovoltaica que no consume el electrolizador.

Ecuación: $E_{excedente,i} = E_{FV} - m_{H_2,i} \times g_{medio-stack} [MWh]$

El modelo calcula los excedentes eléctricos hora a hora y actualiza un gráfico dinámico cuyo objetivo es mostrar la energía solar sobrante tras cubrir la demanda del electrolizador. Como ejemplo, se presentará la serie horaria de excedentes de Madrid (Figura 32):

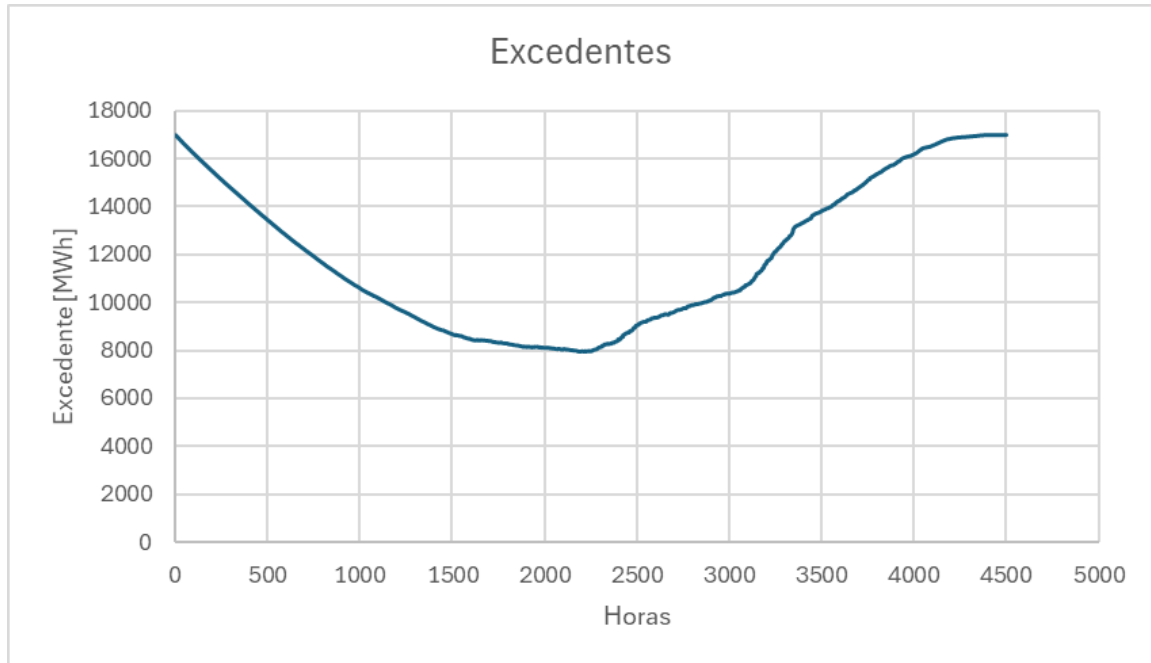


Figura 32: Excedentes Madrid

Con los balances fundamentales ya calculados, se proceden a calcular los valores intermedios de la siguiente manera:

1) Factor de amortización:

$$\text{Ecuación: } f_a = \frac{wacc(1+wacc)^N}{(1+wacc)^N - 1}$$

- 2) **Potencia del electrolizador:** Determina la potencia nominal que debe tener el electrolizador para transformar la producción anual de hidrógeno dentro de las horas efectivas en que está en marcha.

$$\text{Ecuación: } P_{ELY} = \frac{(m_{H_2} \times g_{medio-N})}{H_{ELY}} [MW]$$

- 3) **Horas equivalentes:** el modelo suma las potencias horarias ordenadas (en kW) y el denominador es la potencia pico del parque (10 MW = 10 000 kW). El resultado arroja el número de horas equivalentes de plena carga que resume el rendimiento anual de la instalación.

$$\text{Ecuación: } HE = \sum_{i=1}^{8760} \frac{P_{FV,i}}{P_{nom}}$$

- 4) **LCOE:** calcula el coste medio de generación por MWh a partir del CAPEX anualizado del sistema FV y su producción energética anual.

$$\text{Ecuación: } LCOE = \frac{INV_{FV} \times P_{FV} \times f_a}{E_{FV}} \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right]$$

- 5) **Producción FV anual:** La suma agrega los 8 760 valores de potencia. Así se obtiene la producción eléctrica total del parque para el año analizado.

$$\text{Ecuación: } E_{FV} = \sum_{i=1}^{8760} P_{FV,i} [MWh]$$

- 6) **Producción de H2 anual (dos pasos):**

Paso 1: Fijar la referencia al 90 % de la producción máxima. En la hoja se usa = 0,9 * MAX(D2:D3388), donde D contiene la energía de cada fila de la curva monótona.

Elegir el 90 % del pico suaviza la operación y, según el análisis tecno-económico, conduce a un LCOH más bajo que exprimir al 100 %.

Ecuación: $E_{90} = 0,9 \times \max\{E_{FV,i}\}$

Paso 2: Convertir esa energía en masa de H₂. Se divide E_{90} por el consumo medio a lo largo de la vida del proyecto del electrolizador.

Ecuación: $m_{H_2} = \frac{E_{90}}{g_{medio-N}} \left[\frac{t}{año} \right]$

7) **Horas electrolizador:** El modelo usa la función *COINCIDIRX(I17; D2: D3388; 1; 1)*, que busca en la curva monótona el mayor valor igual o inmediatamente inferior a la energía objetivo E_{90} . La posición devuelta por la búsqueda coincide con el número de filas y, por tanto, de horas en que el electrolizador funcionará a potencia nominal para obtener la producción deseada.

8) **Electricidad Exportada:** Esta celda calcula la energía fotovoltaica que queda libre tras alimentar al electrolizador durante todo el año.

Ecuación: $E_{exportada} = E_{FV} - m_{H_2} \times g_{medio-N} [MWh]$

9) **Electricidad consumida:** Este valor mide la energía fotovoltaica que realmente utiliza el electrolizador a lo largo del año. Se obtiene restando de la producción total del parque la electricidad que queda como excedente:

Ecuación: $E_{consumida} = E_{FV} - E_{exportada} [MWh]$

3.4 CÁLCULOS DE RENTABILIDAD FINALES

Una vez obtenidos los balances fundamentales y los valores intermedios, el modelo realiza los cálculos finales de rentabilidad. Estos se recogen en la Tabla 7 y se explican a continuación.

Tabla 7: Valores de rentabilidad finales

CAPEX [€/kg]	-
CAPEX+OPEX feedstock [€/kg]	-
OPEX otros ELY [€/kg]	-
OPEX reemplazo stack [€/kg]	-
OPEX exportación [€/kg]	-

- 1) **CAPEX:** Convierte la inversión inicial del electrolizador en un coste unitario anualizado. Indica cuántos euros del precio final de cada kilogramo de H₂ proceden exclusivamente de la amortización del equipo.

$$\text{Ecuación: } CAPEX = \frac{INV_{ELY} \times P_{ELY} \times f_a}{P_{ELY} \times H_{ELY} \times \frac{1}{g_{medio-N}}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

- 2) **CAPEX + OPEX feedstock:** Añade el coste de la electricidad que realmente consume el electrolizador. Se obtiene multiplicando el LCOE del parque FV por la energía consumida en el año y dividiéndolo entre la producción anual de hidrógeno. El resultado refleja el coste combinado imputado a cada kilogramo de H₂.

$$\text{Ecuación: } CAPEX + OPEX_{FEEDSTOCK} = \frac{LCOE \times g_{medio-N} \times E_{FV}}{1000 \times E_{ELY}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

- 3) **OPEX otros ELY:** Representa el mantenimiento fijo del electrolizador. La fórmula traduce ese gasto anual en euros por kilogramo de hidrógeno, asignando al O&M general la parte que le corresponde.

$$\text{Ecuación: } OPEX_{otros\ ELY} = \frac{INV_{ELY} \times OPEX_{OE} \times g_{medio-N}}{H_{ELY}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

- 4) **OPEX reemplazo stack:** Distribuye, a partes iguales entre todos los kilogramos de H₂ que se producirán durante la vida del proyecto, el coste de las sustituciones de stack.

Ecuación:
$$OPEX_{reemplazo\ stack} = \frac{INV_{ELY} \times OPEX_{RS} \times g_{medio-N} \times N_{stack}}{H_{ELY} \times N} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

- 5) **OPEX exportación:** Refleja el ingreso (con signo negativo) por la venta de la electricidad sobrante. Otorga un crédito económico por cada kilogramo de hidrógeno equivalente a los ingresos que genera la energía fotovoltaica no consumida por el electrolizador, reduciendo así el coste total.

Ecuación:
$$OPEX_{exportación} = -T_{ve} \times \left(\frac{g_{medio-N} \times E_{exportada}}{1000 \times E_{ELY}} \right) \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

3.5 CÁLCULO Y VISUALIZACIÓN DEL LCOH

Una vez están cuantificados el CAPEX anualizado, el coste combinado CAPEX + OPEX feedstock, los OPEX de operación general y de reemplazo de stack, así como el crédito por la venta de excedentes, obtener el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) resulta directo: basta sumar todos estos términos, ya expresados en €/kg H₂ (European Hydrogen Observatory, 2024). La ecuación que aplica el modelo y la captura de la celda de Excel donde se resuelve se muestra a continuación:

$$LCOH = CAPEX + (CAPEX + OPEX_{FEEDSTOCK}) + OPEX_{otros\ ELY} + OPEX_{reemplazo\ stack} + OPEX_{exportación} \left[\frac{€}{kg} \right]$$

Además, el libro genera automáticamente un gráfico de desglose del LCOH que coloca cada componente (CAPEX, electricidad de alimentación, O&M, reemplazo de stack y exportación de excedentes) como barras apiladas o en cascada, de modo que la contribución relativa de cada uno puede apreciarse de un vistazo. Como ejemplo ilustrativo se presentará la gráfica correspondiente al emplazamiento de Madrid, que permite visualizar con claridad la magnitud de cada partida dentro del coste final del hidrógeno.

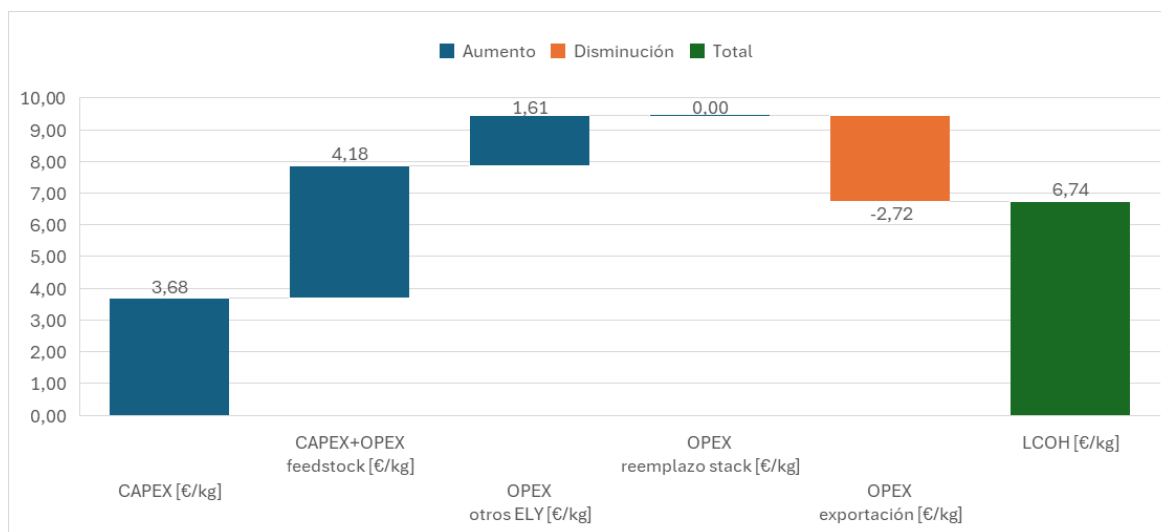


Figura 33: Desglose del LCOH Madrid FV

3.6 PESTAÑA DE SIMULACIÓN: INTERACCIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO

Tras definir y verificar todas las ecuaciones del modelo, se habilita la simulación. Esta se ejecuta la introducir los dos parámetros que más influyen en la rentabilidad del modelo:

1. Inversión específica del electrolizador (€/kW).
2. Tarifa de venta de excedentes (€/MWh).

Al cambiar cualquiera de estos valores, el modelo recalcula automáticamente todos los indicadores de cada emplazamiento:

- Producción FV anual (MWh)
- Producción de H₂ (t/año)
- Horas de operación del electrolizador (h/año)

- LCOH (€/kg)

De esta manera, el modelo destaca el LCOH mínimo obtenido entre todas las localizaciones, indicando qué emplazamiento resulta más competitivo con el par de valores elegido.

Capítulo 4. MODELO EÓLICO

El modelo eólico reproduce la misma lógica que el fotovoltaico: parte de una serie horaria de generación, calcula balances energéticos, costes y el LCOH para cada emplazamiento, y ofrece una pestaña de simulación interactiva. Solo difiere en dos aspectos:

- **Fuente de datos:** la serie horaria procede de un programa de recurso eólico llamado Renewables.ninja (no de PVGIS).
- **Parámetros económicos:** varían las cifras ligadas al parque eólico (CAPEX, OPEX y LCOE de referencia).

4.1 DATOS DE POTENCIAS

Para generar la serie horaria de potencia que alimenta el modelo, se emplea el portal Renewables.ninja (Figura 34), herramienta académica abierta que convierte datos meteorológicos en producción eléctrica normalizada para un aerogenerador de referencia.

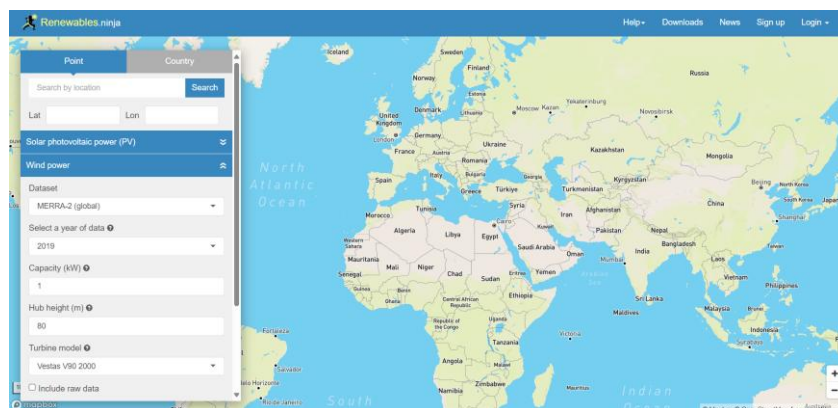


Figura 34: Captura de Renewables.ninja (Renewables.ninja, 2025)

Una vez se obtienen los datos, el modelo construye la curva monótona eólica. A partir de esta curva se calculan las horas equivalentes, la energía anual y el resto de los balances,

siguiendo la misma metodología empleada en el modelo fotovoltaico. Como ejemplo, se muestra la curva monótona del emplazamiento de Madrid

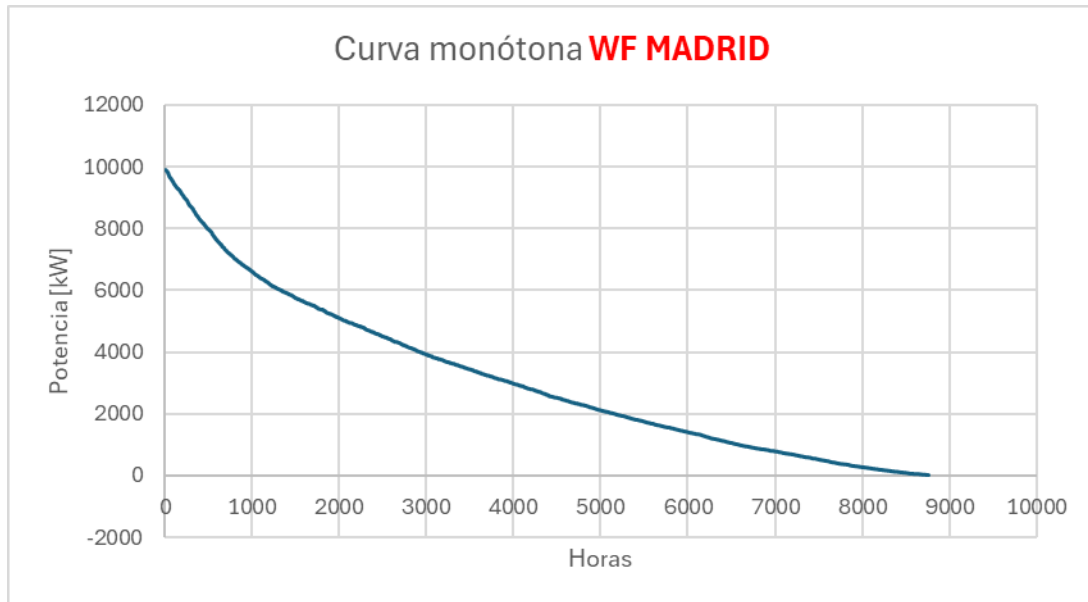


Figura 35: Curva Monótona WF Madrid

4.1.1 EMPLAZAMIENTOS

Para el modelo eólico se siguen los mismos catorce emplazamientos peninsulares (Madrid, Bilbao, Sevilla, etc.) y se aplica el idéntico flujo de trabajo para cada localización. Con ello se comparan factores de capacidad, horas equivalentes y excedentes entre zonas interiores, costeras y mediterráneas, se mide la sensibilidad del LCOH y del dimensionamiento óptimo del electrolizador a la variabilidad del viento, y se detectan los “hot spots” eólicos. Así se obtiene, bajo supuestos técnicos y económicos homogéneos, una matriz de indicadores que ayuda a identificar los emplazamientos con mejor rendimiento eólico para la producción de hidrógeno verde.

4.2 PARÁMETROS FIJOS DEL MODELO

Para el escenario eólico se mantiene el mismo conjunto de supuestos técnicos y financieros que en el modelo fotovoltaico (consumo nominal del electrolizador, degradación, vida útil, $WACC$, factor de amortización, etc.) tomados de la última actualización del Iberian Hydrogen Cost Index (IBHYX) y de la metodología del European Hydrogen Observatory. El único ajuste necesario afecta a los parámetros directamente ligados al parque generador: la inversión específica de un parque on-shore, su coste anual de O&M y la tarifa de venta de excedentes, pues el histórico de PPA para proyectos eólicos difiere del fotovoltaico. Al fijar todos los demás valores, cualquier cambio en el LCOH reflejará únicamente la variabilidad del recurso eólico y no alteraciones arbitrarias en los insumos económicos. La Tabla 8 recoge los tres valores modificados y confirma la equivalencia del resto de parámetros respecto al caso FV.

Tabla 8: Suposiciones Económicas WF

Símbolo / celda Excel	Descripción (qué representa)	Valor fijo	Unidad
INV_{ELY}	Inversión específica del electrolizador PEM (CAPEX ELY).	1600	$\frac{€}{kW}$
INV_{WF}	Inversión específica del campo eólico (módulos, inversores, obra civil y conexión).	1100	$\frac{€}{kW}$
OM_{WF}	Coste anual de operación y mantenimiento del parque WF.	50	$\frac{€}{kW * año}$
g	Consumo eléctrico nominal del electrolizador.	55,5	$\frac{kWh}{kg}$
H_{stack}	Durabilidad del stack antes de sustitución completa.	80000	h
D_{stack}	Tasa de degradación del stack.	0,12	%/año

$OPEX_{RS}$	Factor de reposición del stack (porcentaje del CAPEX ELY en cada recambio).	15	%
$OPEX_{OE}$	Mantenimiento anual del electrolizador (excl. stack).	4	$\frac{\% \text{ del CAPEX}}{\text{año}}$
N	Vida económica del proyecto.	25	años
$WACC$	Coste medio ponderado de capital.	7,74	%
T_{ve}	Precio al que se vende la electricidad excedente (perfil similar al de un PPA renovable).	54	$\frac{€}{MWh}$

4.3 VALORES INTERMEDIOS CALCULADOS POR EL MODELO

Como se mencionó anteriormente, estos cálculos replican los realizados en el modelo fotovoltaico. Aun así, se muestran a continuación con los subíndices WF correspondientes:

Producción horaria WF: $E_{WF,i} = P_{WF,i} \times H_{ELY,i} [MWh]$

Producción horaria de hidrógeno: $m_{H2,i} = \frac{E_{WF,i}}{g_{medio-N}} \left[\frac{t}{año} \right]$

Excedentes horarios: $E_{excedente,i} = E_{WF} - m_{H2,i} \times g_{medio-stack} [MWh]$

Factor de amortización: $f_a = \frac{wacc(1+wacc)^N}{(1+wacc)^N - 1}$

Potencia del electrolizador: $P_{ELY} = \frac{(m_{H2} \times g_{medio-N})}{H_{ELY}} [MW]$

Horas Equivalentes: $HE = \sum_{i=1}^{8760} \frac{P_{WF,i}}{P_{nom}}$

LCOE: $LCOE = \frac{INV_{WF} \times P_{WF} \times f_a}{E_{WF}} \left[\frac{€}{MWh} \right]$

Producción WF Anual: $E_{WF} = \sum_{i=1}^{8760} P_{WF,i} [MWh]$

Producción de H2 Anual: $E_{90} = 0,9 \times \max\{E_{WF,i}\} \rightarrow m_{H2} = \frac{E_{90}}{g_{medio-N}} \left[\frac{t}{año} \right]$

Electricidad Exportada: $E_{exportada} = E_{WF} - m_{H2} \times g_{medio-N} [MWh]$

Electricidad Consumida: $E_{consumida} = E_{WF} - E_{exportada} [MWh]$

4.4 CÁLCULOS DE RENTABILIDAD FINALES

Como se mencionó anteriormente, estos cálculos replican los realizados en el modelo fotovoltaico. Aun así, se muestran a continuación con los subíndices WF correspondientes:

$$CAPEX = \frac{INV_{ELY} \times P_{ELY} \times f_a}{P_{ELY} \times H_{ELY} \times \frac{1}{g_{medio-N}}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

$$CAPEX + OPEX_{FEEDSTOCK} = \frac{LCOE \times g_{medio-N} \times E_{WF}}{1000 \times E_{ELY}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

$$OPEX_{otros ELY} = \frac{INV_{ELY} \times OPEX_{OE} \times g_{medio-N}}{H_{ELY}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

$$OPEX_{reemplazo stack} = \frac{INV_{ELY} \times OPEX_{RS} \times g_{medio-N} \times N_{stack}}{H_{ELY} \times N} \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

$$OPEX_{exportación} = -T_{ve} \times \left(\frac{g_{medio-N} \times E_{exportada}}{1000 \times E_{ELY}} \right) \left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$$

4.5 CÁLCULO Y VISUALIZACIÓN DEL LCOH

El LCOH eólico se determina exactamente con la misma ecuación empleada en el caso fotovoltaico: sumando, en €/kg, el CAPEX anualizado del electrolizador, el coste de la electricidad eólica consumida, los OPEX de operación y de reposición del stack, y restando el ingreso por venta de excedentes. Como en el modelo FV, la hoja de cálculo actualiza de forma automática un gráfico de desglose que muestra la aportación individual de cada componente (CAPEX, energía de alimentación, O&M, reemplazo de stack y crédito por exportación). Esta visualización (Figura 36) facilita comparar de un vistazo la estructura de costes entre emplazamientos y frente al escenario fotovoltaico.

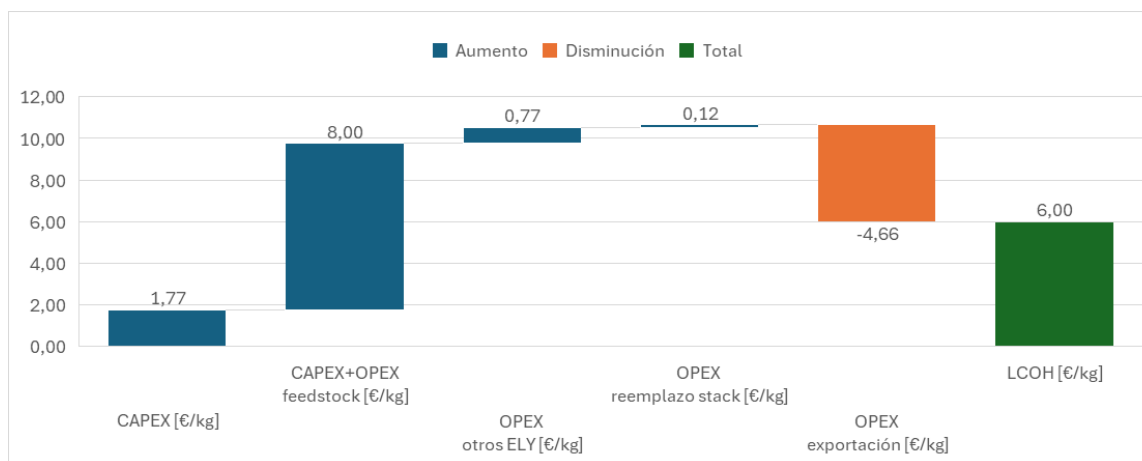


Figura 36: Desglose del LCOH Madrid WF

4.6 PESTAÑA DE SIMULACIÓN: INTERACCIÓN Y ANÁLISIS

COMPARATIVO

Con todas las ecuaciones validadas se habilita, al igual que en el caso FV, una pestaña de simulación que permite probar de forma interactiva el efecto de la inversión específica del electrolizador (€/kW) y de la tarifa de venta de excedentes eólicos (€/MWh).

La Figura 37 muestra la captura de esta pestaña, con los campos de entrada, la tabla comparativa y los gráficos en tiempo real.

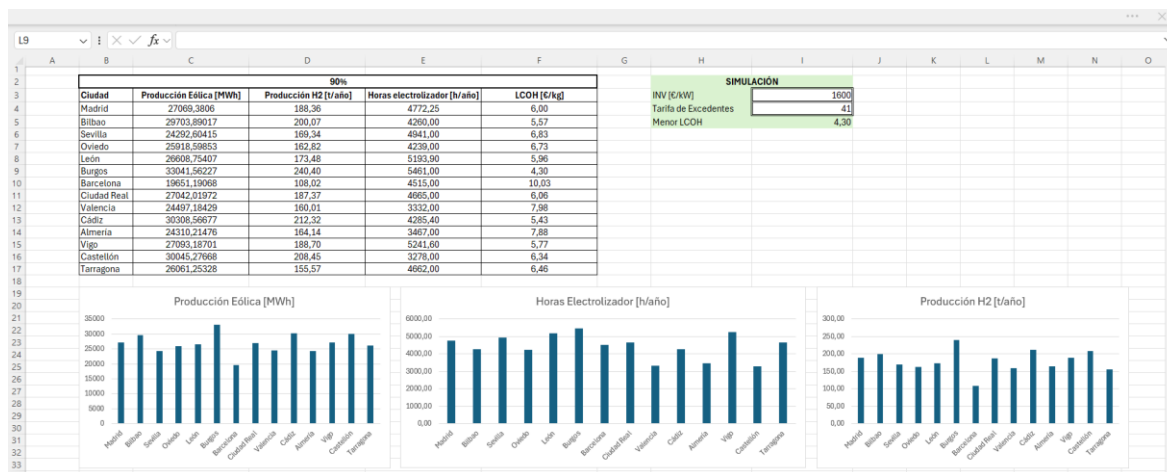


Figura 37: Simulación WF

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE AMBOS MODELOS

Antes de abordar la integración híbrida FV + WF resulta imprescindible examinar por separado el desempeño de cada tecnología. El propósito es determinar qué combinación de fuente renovable y emplazamiento alcanza el LCOH más bajo, pues esa opción servirá de referencia para el posterior estudio de coproducción.

La ubicación y la fuente renovable seleccionadas al final de esta sección serán la base del capítulo siguiente, dedicado a la viabilidad del modelo híbrido de cogeneración eólico-fotovoltaica.

5.1 *MODELO FOTOVOLTAICO*

El análisis comparativo comienza evaluando los resultados del modelo fotovoltaico. Para la simulación se adoptan dos entradas coherentes con las referencias de mercado: una inversión específica del electrolizador de 1 600 €/kW, alineada con los supuestos del índice de costes IBHYX (MIBGAS, 2024); una tarifa de venta de excedentes de 41 €/MWh, que refleja el rango medio de los PPA a largo plazo firmados por parques fotovoltaicos en España.

Con estos valores se calculan, para cada emplazamiento, la producción anual, las horas equivalentes del electrolizador, la masa de hidrógeno generada y el LCOH, datos que servirán de base para comparar la competitividad geográfica de la opción fotovoltaica frente al modelo eólico.

5.1.1 RESULTADOS DEL MODELO FOTOVOLTAICO

Los resultados obtenidos con el modelo FV se muestran en la Tabla 9 y se representan en la Figura 38, Figura 39, Figura 40 y Figura 41:

Tabla 9: Resultados modelo FV

Ciudad	Producción FV [MWh]	Producción H2 [t/año]	Horas electrolizador [h/año]	LCOH [€/kg]
Madrid	15043,0451	121,53	2287,00	6,74
Bilbao	11611,7408	87,47	916,00	15,60
Sevilla	16129,2462	139,67	1388,00	9,82
Oviedo	11667,1279	86,63	904,00	15,75
León	14023,7786	111,80	1257,00	11,19
Burgos	13858,6681	106,99	2267,00	7,12
Barcelona	13774,7671	112,21	2277,00	7,15
Cdad. Real	15728,4407	135,42	1407,00	9,79
Valencia	15566,4871	133,97	1380,00	9,99
Cádiz	16819,2377	148,99	1573,00	8,71
Almería	16376,5458	145,63	1486,00	9,24
Vigo	14529,9399	120,25	1235,00	11,22
Castellón	15898,1891	136,69	1363,00	10,02
Tarragona	15338,5862	130,73	1331,00	10,35

Producción FV:

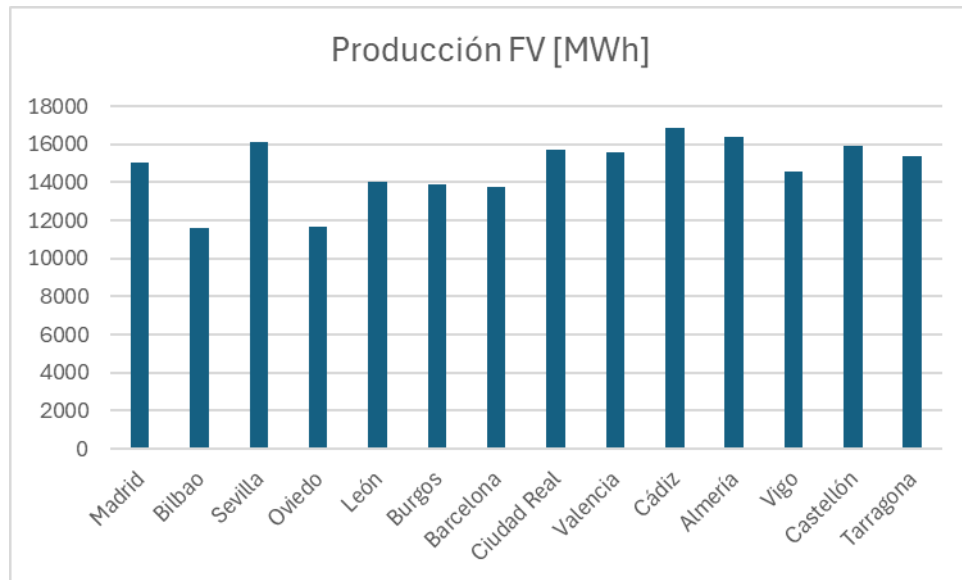


Figura 38: Resultados Producción FV

La producción fotovoltaica anual se agrupa claramente en dos rangos: de 15–17 GWh en los emplazamientos del sur y levante (Sevilla, Cádiz, Almería, Castellón, Valencia y Ciudad Real) y de 11–14 GWh en las ubicaciones del norte y la Meseta, como Bilbao, Oviedo, León y Burgos. Esta brecha refleja el gradiente de irradiación entre Andalucía/Levante y el Cantábrico. Un mayor caudal energético deja más electricidad disponible para el electrolizador y, en principio, diluye la parte de CAPEX imputable a cada kilogramo de hidrógeno; no obstante, su influencia real sobre el LCOH depende de cuántas horas al año se logre aprovechar esa energía.

Producción de hidrógeno:

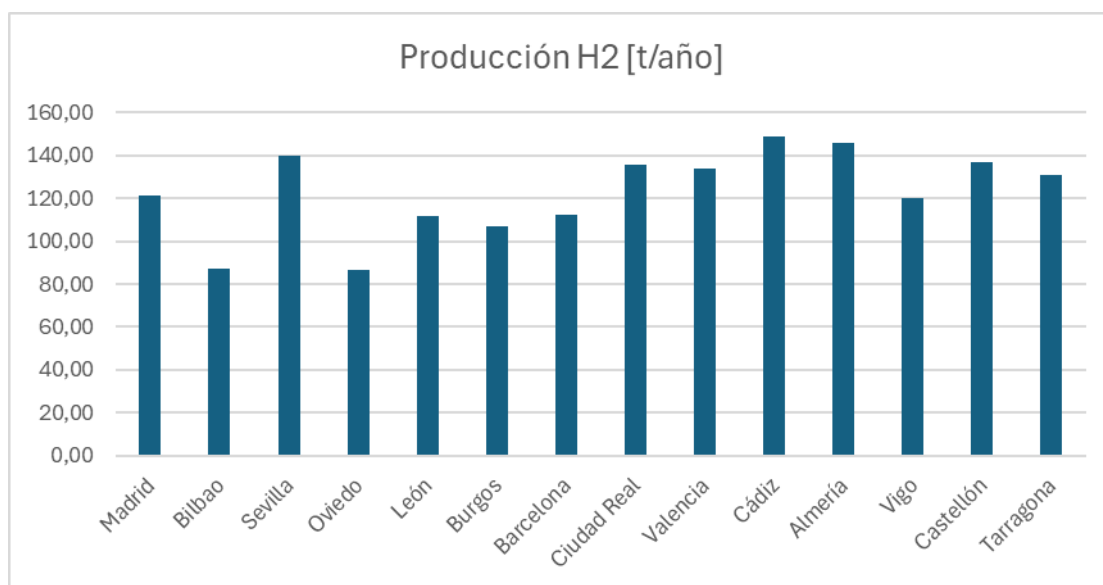


Figura 39: Resultados Producción de hidrógeno FV

La clasificación por producción de hidrógeno reproduce la jerarquía solar: Sevilla genera unas 140 t/año, mientras que Cádiz y Almería rozan las 145 t; en el extremo opuesto, Bilbao y Oviedo apenas alcanzan 85 - 90 t. Como el consumo específico del electrolizador es idéntico en todos los casos, estas diferencias obedecen exclusivamente al recurso fotovoltaico. A igualdad de horas de operación, producir más toneladas diluye los costes fijos (CAPEX y OPEX), lo que tiende a reducir el LCOH; sin embargo, ese beneficio se modera cuando parte del excedente se vende a bajo precio en el mercado eléctrico.

Horas electrolizador:

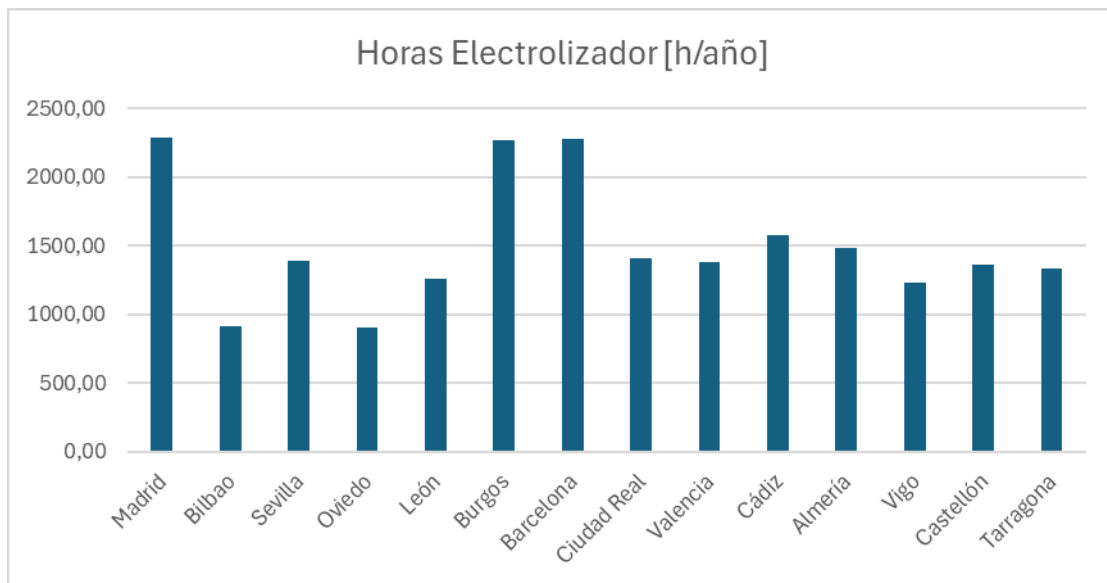


Figura 40: Resultados horas electrolizador FV

En cuanto a las horas de funcionamiento del electrolizador, el conjunto de emplazamientos se divide en tres franjas bien diferenciadas. Madrid, Burgos y Barcelona superan las 2 200 horas anuales (2 250 - 2 300 h), gracias a curvas monótonas amplias y regulares pese a su irradiación moderada. Un segundo grupo (Cádiz, Almería, Sevilla, Valencia, Ciudad Real, Castellón y Tarragona) se sitúa entre 1 300 y 1 600 h, mientras que Bilbao y Oviedo quedan por debajo de 1 000 h. El efecto sobre la economía es notable: cuando la utilización rebasa las 2 000 horas al año, el CAPEX por kilogramo descende de forma acusada al repartirse la inversión del electrolizador sobre un mayor número de horas; por el contrario, operar por debajo de 1 000 h hace que ese mismo CAPEX se dispare y eleve significativamente el LCOH.

LCOH:

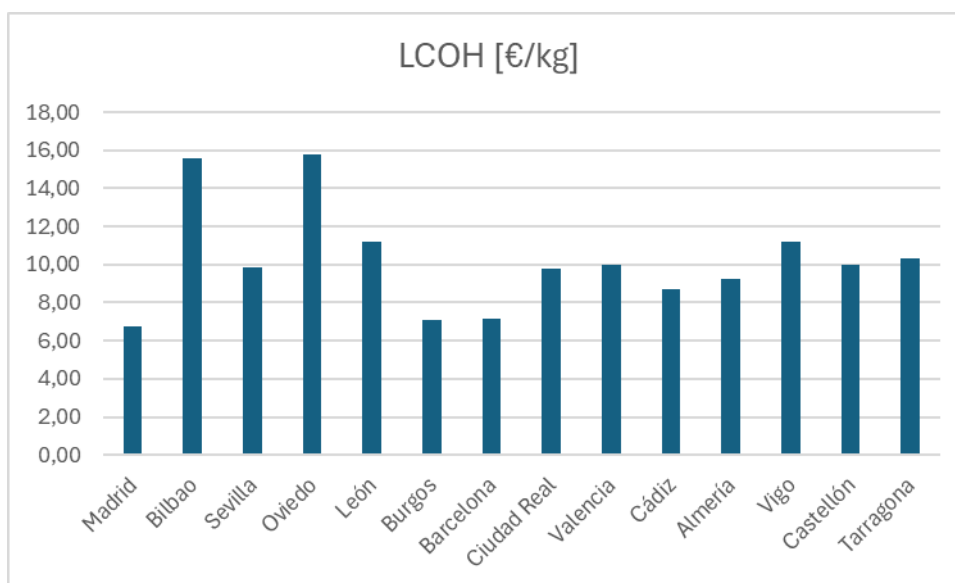


Figura 41: Resultados LCOH FV

Los LCOH se reparten en tres franjas bien diferenciadas que guardan una relación casi lineal con las horas anuales de uso del electrolizador:

1. Rango de LCOH: $\leq 7,2$ €/kg

Madrid (6,74 €/kg), Burgos (7,12 €/kg) y Barcelona (7,15 €/kg) trabajan entre 2 200 y 2 300 h/año gracias a curvas monótonas muy anchas; al diluirse el CAPEX del electrolizador, el coste final cae por debajo de 7,2 €/kg aun con una producción FV solo intermedia.

2. Rango de LCOH: 8 - 10 €/kg

Cádiz, Almería, Sevilla, Ciudad Real, Valencia, Castellón y Tarragona generan mucha electricidad (16 - 17 GWh/año), pero su perfil más “picudo” limita las horas del electrolizador a 1 300 - 1 600 h. El excedente se vende a 41 €/MWh: un ingreso que compensa solo en parte la menor utilización, de ahí el LCOH en la franja media.

3. Rango de LCOH: > 11 €/kg:

León y Vigo rondan 1 000 - 1 250 h/año, mientras que Bilbao y Oviedo caen por debajo de 1 000 h. Con tan poca utilización el CAPEX por kg se dispara y, dado que además su producción FV es la más baja (< 11,7 GWh/año), apenas queda margen para diluir los costes fijos, lo que eleva el LCOH por encima de 11 €/kg.

Conexiones entre variables

Las horas de operación del electrolizador y el LCOH guardan una relación casi lineal: añadir 500 h de funcionamiento dentro del intervalo 1 000 - 2 300 h reduce el coste del hidrógeno en torno a 1,5 - 2 €/kg. En cambio, la producción fotovoltaica pura no se traduce automáticamente en menor coste: Sevilla y Cádiz encabezan la generación con unos 16,8 GWh al año, pero no dominan el LCOH porque, al no disponer de suficientes horas de uso, apenas pueden abaratar el kilogramo de hidrógeno. Algo similar ocurre con la producción de H₂: aunque Cádiz supera a Madrid con 149 t frente a 122 t anuales, su LCOH resulta unos 2 €/kg más alto debido a que opera unas 700 h menos; la magnitud de la producción, por tanto, sólo se convierte en ventaja económica cuando va acompañada de una alta utilización del electrolizador.

5.1.2 EMPLAZAMIENTOS FOTOVOLTAICOS ÓPTIMOS

Tras evaluar el comportamiento de los catorce puntos de la península, conviene aislar aquellos emplazamientos que destacan por su competitividad. Este subapartado presenta, por tanto, los sitios óptimos identificados por el modelo fotovoltaico, es decir, las localizaciones donde la combinación de recurso solar, regularidad horaria y excedente moderado se traduce en el menor coste nivelado del hidrógeno.

- 1) **Madrid:** El gráfico de desglose (Figura 42) confirma por qué Madrid ofrece el LCOH más bajo dentro del conjunto analizado.

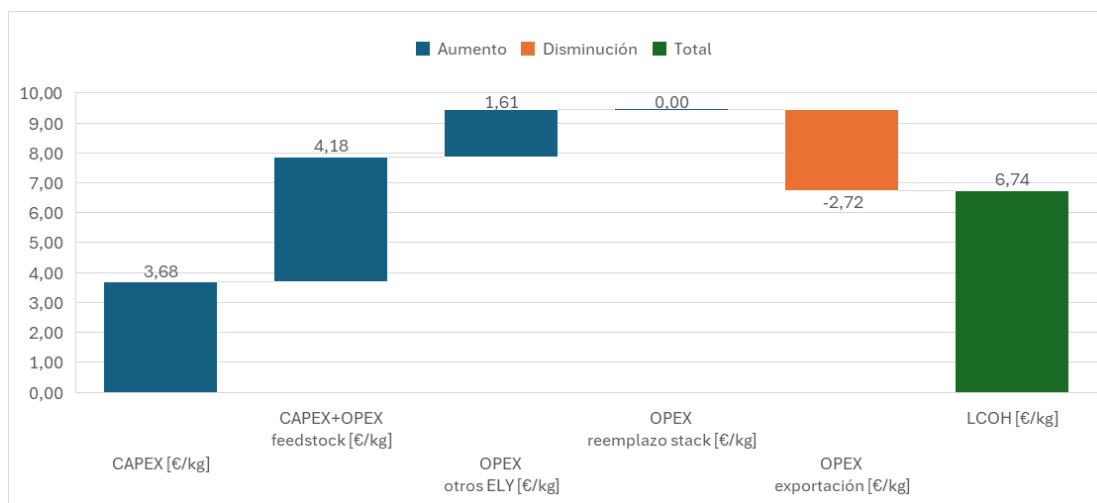


Figura 42: Desglose del LCOH Madrid FV

En Madrid, el LCOH más bajo (6,74 €/kg) se explica por varios factores combinados: la alta utilización del electrolizador (2 287 h/año) diluye la inversión anualizada hasta 3,68 €/kg, mientras que el coste de la electricidad FV consumida (CAPEX + OPEX feedstock) asciende a 4,18 €/kg gracias a una curva monótona lo bastante ancha para minimizar

picos de exportación caros. El O&M general (1,61 €/kg) queda repartido sobre 122 t/año de hidrógeno, reduciendo su incidencia, y el coste por reemplazo de stack resulta prácticamente despreciable. Además, la venta de excedentes a 41 €/MWh genera un crédito de -2,72 €/kg, lo que refuerza aún más la competitividad de este emplazamiento.

- 2) **Burgos:** La Figura 43 muestra el gráfico de desglose confirma por qué Burgos ofrece el segundo LCOH más bajo (7,12 €/kg) dentro del conjunto analizado.

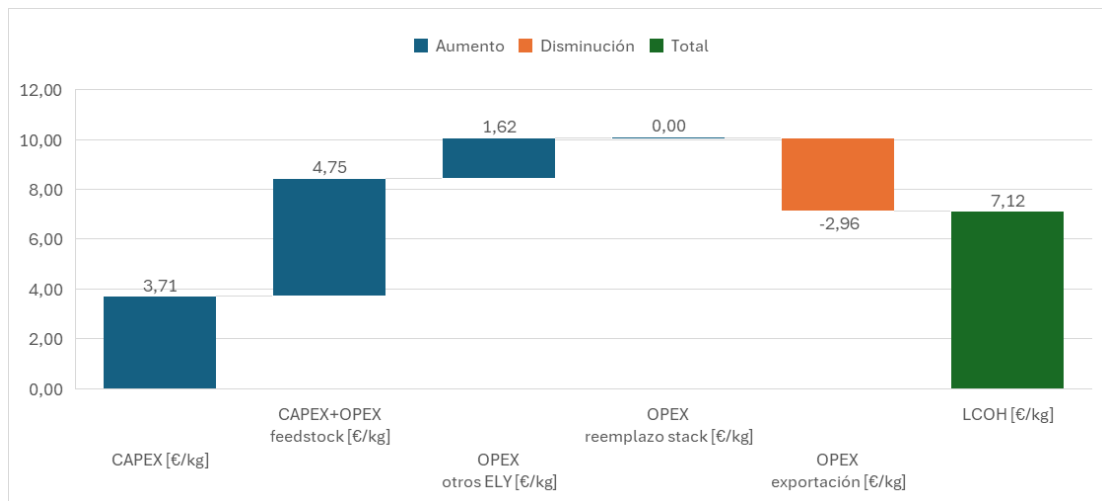


Figura 43: Desglose del LCOH Burgos FV

- 3) **Barcelona:** La Figura 44 muestra el gráfico de desglose confirma por qué Barcelona ofrece el tercer LCOH más bajo (7,15 €/kg) dentro del conjunto analizado.

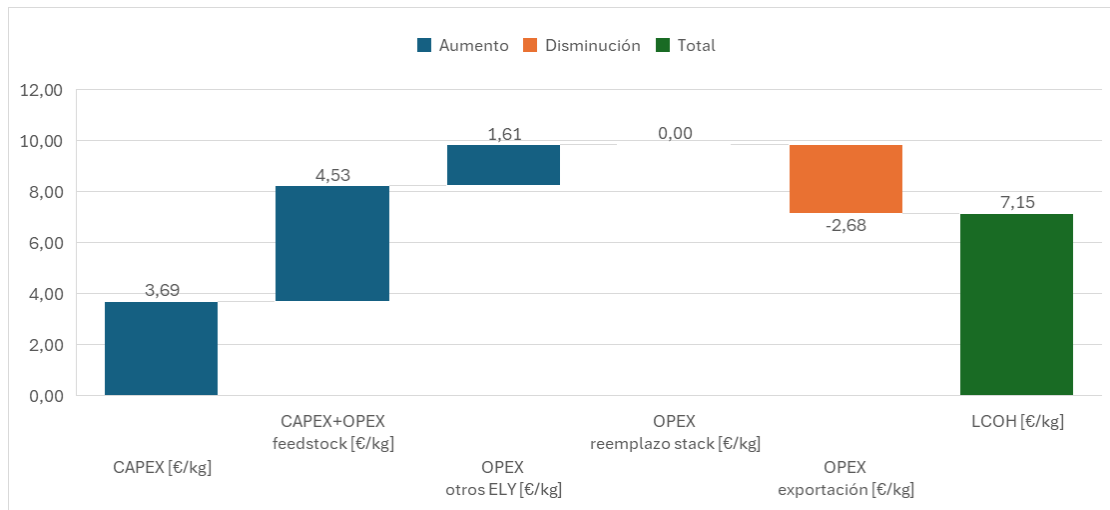


Figura 44: Desglose del LCOH Barcelona FV

5.2 MODELO EÓLICO

El análisis comparativo arranca ahora con el modelo eólico. Para la simulación se emplean dos parámetros de partida, ajustados a las referencias de mercado más recientes:

- Una inversión específica del electrolizador de 1 600 €/kW, en línea con los supuestos del índice IBHYX (MIBGAS, 2024).
- Una tarifa de venta de excedentes de 54 €/MWh, representativa del rango medio de los PPA a largo plazo suscritos por parques eólicos en España.

Con estos valores, el modelo calcula automáticamente, para cada emplazamiento, la energía eólica anual, las horas equivalentes de operación del electrolizador, la producción de hidrógeno y el LCOH, de modo que podamos compararlos de forma homogénea.

5.2.1 TABLA Y GRÁFICOS DE RESULTADOS DEL MODELO EÓLICO

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 10 y desde la Figura 45 hasta la Figura 48:

Tabla 10: Resultados modelo WF

Ciudad	Producción Eólica [MWh]	Producción H2 [t/año]	Horas electrolizador [h/año]	LCOH [€/kg]
Madrid	27069,3806	188,36	4772,25	6,00
Bilbao	29703,89017	200,07	4260,00	5,57
Sevilla	24292,60415	169,34	4941,00	6,83
Oviedo	25918,59853	162,82	4239,00	6,73
León	26608,75407	173,48	5193,90	5,96
Burgos	33041,56227	240,40	5461,00	4,30
Barcelona	19651,19068	108,02	4515,00	10,03
Cdad. Real	27042,01972	187,37	4665,00	6,06
Valencia	24497,18429	160,01	3332,00	7,98
Cádiz	30308,56677	212,32	4285,40	5,43
Almería	24310,21476	164,14	3467,00	7,88
Vigo	27093,18701	188,70	5241,60	5,77
Castellón	30045,27668	208,45	3278,00	6,34
Tarragona	26061,25328	155,57	4662,00	6,46

Producción WF:

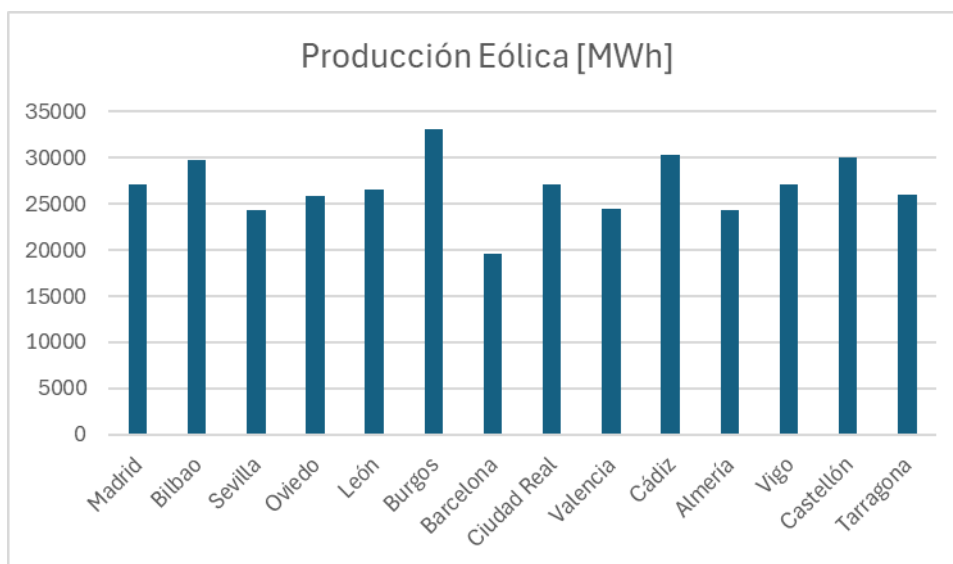


Figura 45: Resultados Producción WF

La producción eólica anual revela un perfil bastante más elevado y homogéneo que el solar: los parques de Burgos ($\approx 33\,000$ MWh), Bilbao, Cádiz y Castellón ($\approx 30\,000$ MWh) destacan como los más generosos, seguidos de Madrid, León, Ciudad Real y Vigo ($\approx 27\,000$ MWh). En el otro extremo, Sevilla, Valencia, Almería ($\approx 24\,000$ MWh) y Barcelona ($\approx 19\,000$ MWh) registran los valores más bajos, debido a regímenes de viento menos intensos o más irregulares. Este rango (de 19 a 33 GWh al año) refleja las variaciones del recurso eólico en la península y anticipa que, con consumos específicos constantes del electrolizador, las diferencias en producción se traducirán directamente en la cantidad de hidrógeno potencialmente disponible antes incluso de considerar las horas de operación.

El recurso eólico no solo ofrece un caudal energético anual claramente superior al FV ($\approx 19\text{--}33$ GWh frente a $11\text{--}17$ GWh FV), sino también una variabilidad más estrecha, lo que se traduce en una mayor previsibilidad para dimensionar el electrolizador. Esta diferencia implica que, a igualdad de potencia instalada, los emplazamientos óptimos para WF proporcionan más horas equivalentes y diluyen mejor el CAPEX del electrolizador, mientras que los del modelo FV dependen más de una gestión eficiente de excedentes para mantener la competitividad del LCOH.

Producción de hidrógeno:

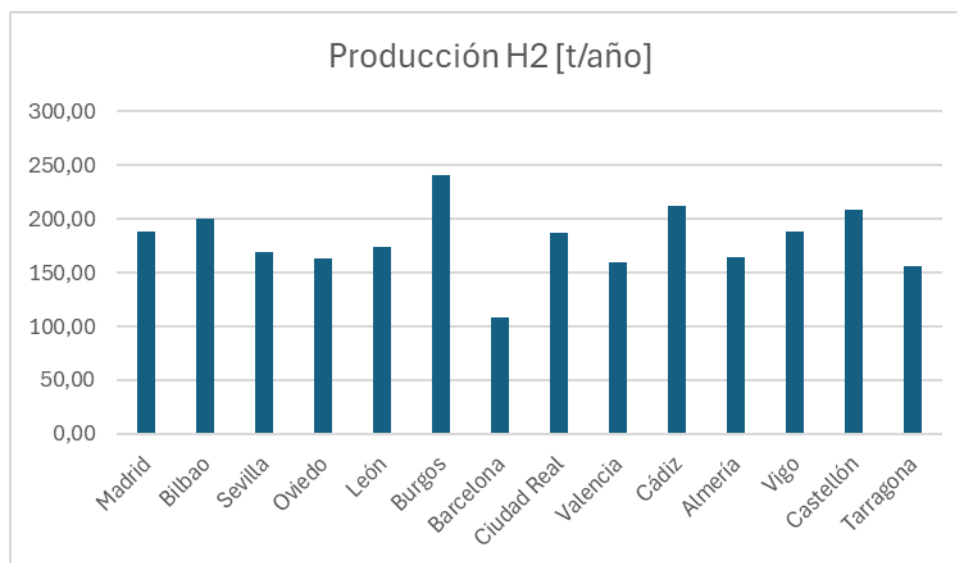


Figura 46: Resultados Producción de hidrógeno WF

La producción de hidrógeno sigue de cerca la jerarquía de la generación eólica, pero amplificada por el mayor recurso de viento. Burgos, con cerca de 240 t/año, encabeza la lista, seguido de Cádiz (≈ 210 t/año), Castellón (≈ 210 t/año) y Bilbao (≈ 200 t/año). Madrid, Ciudad Real y Vigo están alrededor de las 190 t/año, mientras que el resto se sitúan en torno a 185 t/año, con Barcelona alcanzando sólo unas 110 t/año debido a su limitado viento. Puesto que el consumo específico del electrolizador es constante, estos valores reflejan puramente la disponibilidad energética; por tanto, cada tonelada extra de hidrógeno contribuye a diluir los costes fijos, siempre que las horas de funcionamiento acompañen para maximizar la utilización del electrolizador.

Horas electrolizador:

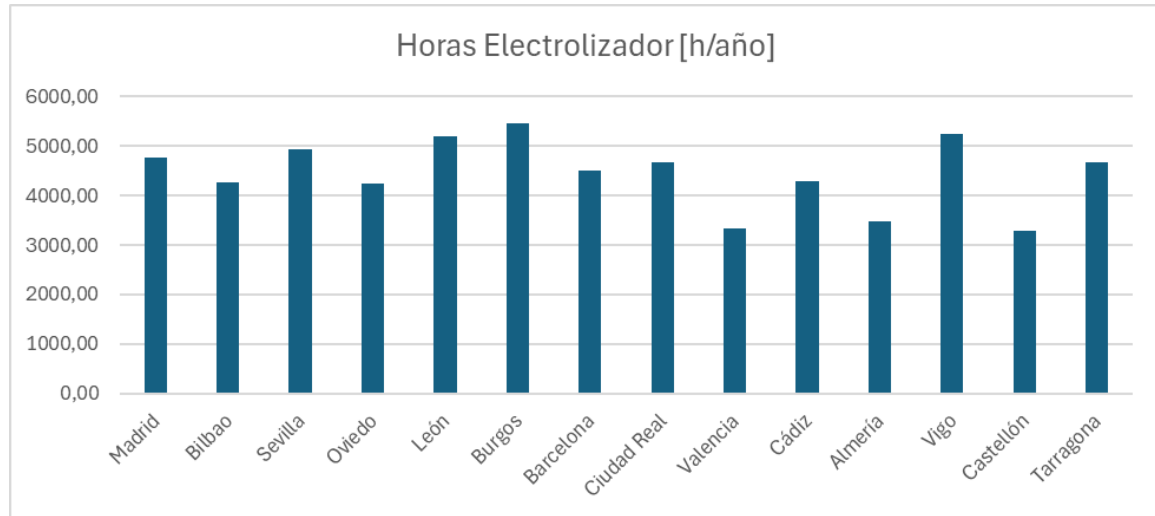


Figura 47: Resultados horas electrolizador WF

Las horas equivalentes de operación del electrolizador oscilan entre 3 300 y 5 500 h/año, muy por encima de los valores fotovoltaicos, gracias a la continuidad del recurso eólico. Burgos lidera el uso con 5 500 h/año, seguido de León y Vigo ($\approx 5\,200$ h/año). Madrid y Sevilla se sitúan en torno a 4 500 - 4 800 h/año, con Bilbao, Oviedo, Barcelona, Ciudad Real y Cádiz entre las 4 000 - 4 500 h/año. En el mínimo relativo con 3 300 - 3 400 h/año están Valencia, Almería y Castellón. Estas variaciones, debidas tanto a la intensidad como a la estabilidad del viento en cada ubicación, serán decisivas para determinar el CAPEX unitario y, por ende, el LCOH final en el modelo eólico.

LCOH:

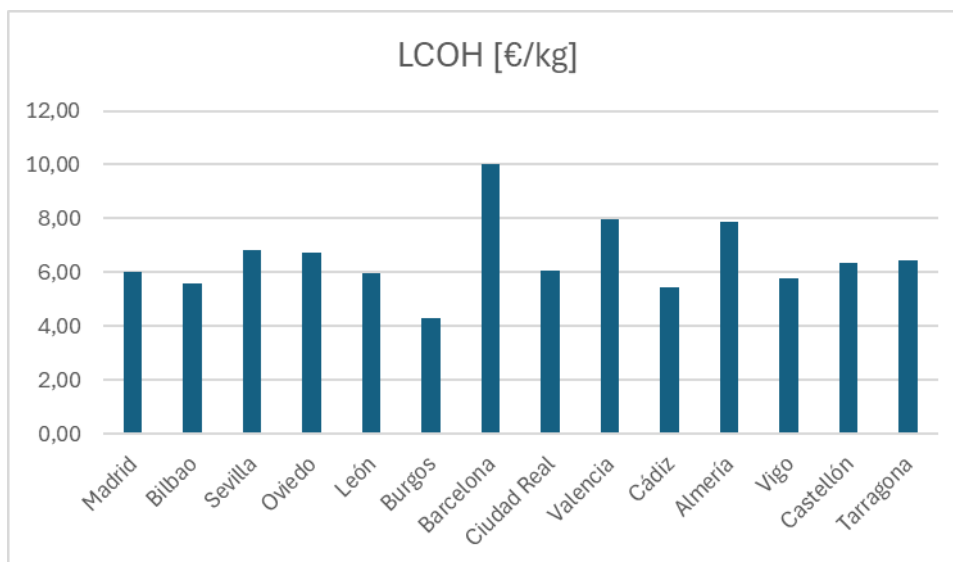


Figura 48: Resultados LCOH WF

Los LCOH se reparten en tres franjas bien diferenciadas que guardan una relación casi lineal con las horas anuales de uso del electrolizador:

1. Rango de LCOH: ≤ 5 €/kg

Burgos (4,30 €/kg) es el único emplazamiento dentro de este umbral, superando las 5 460 h/año de operación del electrolizador, lo que diluye el CAPEX hasta niveles muy reducidos. Su combinación de elevada producción eólica y uso intensivo convierte esta ubicación en la más barata para producir hidrógeno.

2. Rango de LCOH: 5 - 7 €/kg

Cádiz, Bilbao, Vigo y León operan entre 4 239 h/año y 5 242 h/año, consiguiendo buenos niveles de utilización que se traducen en costes competitivos. Madrid, Ciudad Real, Castellón, Tarragona, Oviedo y Sevilla quedan en la franja intermedia con 3 300 - 4 771 h/año; aunque su producción varía, todas mantienen un ritmo de operación que amortigua rápidamente el CAPEX.

3. Rango de LCOH: > 7 €/kg:

Almería y Valencia se sitúan en torno a 3 467 - 3 332 h/año, donde la menor estabilidad del viento eleva el coste unitario. Barcelona, con 4 515 h/año, ilustra que incluso niveles moderados de horas del electrolizador no compensan una producción tan baja (≈ 19 GWh), penalizando severamente el CAPEX por kilogramo cuando las horas caen por debajo de los 5 000 h/año.

Conexiones entre variables

La relación entre las variables muestra que, por un lado, cada 500 - 1 000 horas adicionales de operación (dentro del rango 3 300 - 5 500 h/año) reducen el LCOH en aproximadamente 1 - 1,5 €/kg, efecto que se atenúa más allá de las 5 000 h/año; Burgos (5 461 h/año) y León (5 194 h/año) obtienen así LCOH inferiores a 6 €/kg gracias a su alta utilización. Por otro lado, la producción bruta de energía eólica influye de forma directa en el coste: emplazamientos con bajos niveles de producción como Sevilla ($\sim 24\,300$ MWh), Valencia ($\sim 24\,500$ MWh) y Almería ($\sim 24\,300$ MWh) quedan en la franja intermedia (6 - 8 €/kg), y Barcelona, con la menor generación aun ($\sim 19\,200$ MWh), presenta el LCOH más elevado (10 €/kg) a pesar de sus 4 515 h de operación. De forma análoga, la producción anual de hidrógeno refleja este mismo patrón: lugares con menor tonelaje (Sevilla (~ 169 t), Valencia (~ 160 t) y Almería (~ 164 t)) registran costes unitarios mayores, y aún peor, está Barcelona con apenas 108 t/año, asume el LCOH más alto al no poder diluir adecuadamente el CAPEX.

5.2.2 EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS ÓPTIMOS

Entre todos los puntos analizados, Burgos se alza con una ventaja clara como emplazamiento más competitivo para el modelo eólico, con un LCOH de apenas 4,30 €/kg, muy por debajo del resto. Su combinación de producción y horas equivalentes es excepcional, de modo que ningún otro sitio se acerca a ese coste.

El gráfico ilustra la contribución de cada componente al LCOH en Burgos:

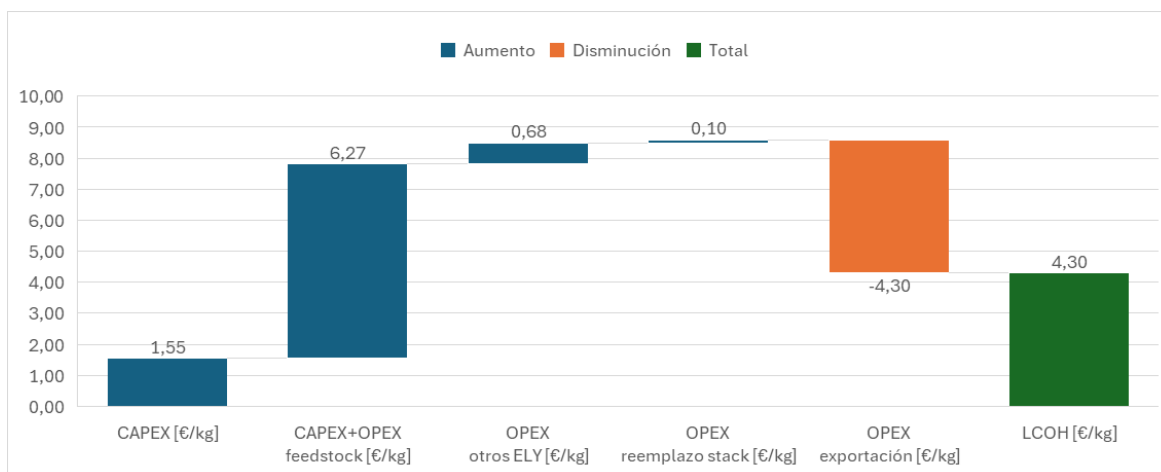


Figura 49: Desglose del LCOH Burgos WF

Su LCOH de 4,30 €/kg se nutre de varias contribuciones: la elevada operación de 5 461 h/año diluye el CAPEX anualizado hasta solo 1,55 €/kg; el término combinado de CAPEX + OPEX feedstock, que cubre inversión y 33,04 GWh de energía eólica consumida, aporta 6,27 €/kg; el mantenimiento general del electrolizador añade 0,68 €/kg; el coste de reposición de stack, distribuido sobre una producción de 240 t/año y toda la vida útil, solo supone 0,10 €/kg; y, finalmente, la venta de excedentes a 54 €/MWh genera un crédito de – 4,30 €/kg, reduciendo de forma notable el coste final.

5.3 ANÁLISIS CRUZADO DE LOS MODELOS

Al confrontar los resultados del modelo fotovoltaico y del modelo eólico, la ventaja queda patente: la energía eólica, en el emplazamiento óptimo de Burgos, genera un LCOH de 4,30 €/kg, mientras que el mejor punto solar, Madrid, registra un coste de 6,74 €/kg, es decir, más de 2 €/kg por encima. Puesto que el modelo eólico arroja un LCOH muy por debajo del fotovoltaico, la ponderación en la elección del emplazamiento para el híbrido recae principalmente en el recurso eólico. Burgos se adopta por tanto como referencia única. Aunque el mejor punto solar resulta ser Madrid, el segundo lugar en el ranking fotovoltaico lo ocupa Burgos con un LCOH de 7,12 €/kg, apenas 0,38 €/kg por encima de Madrid. Esta cercanía elimina cualquier dilema práctico: Burgos no solo lidera en eólico, sino que también ofrece un nivel de irradiación lo bastante elevado y constante para figurar en cabeza de la opción fotovoltaica. De este modo, situar el proyecto híbrido en Burgos aprovecha al máximo las ventajas de ambos recursos sin comprometer significativamente la rentabilidad solar.

En Burgos la diferencia entre la fuente solar y la eólica queda clara al comparar sus curvas monótonas. En la monótona FV (Figura 50), la curva sólo alcanza unas 2 300 horas a potencia nominal, muy por debajo del umbral de 4 000 h necesario para que la amortización del electrolizador reduzca de forma óptima el LCOH. Por tanto, aunque Burgos registre un recurso solar aceptable, la baja utilización limita su rentabilidad fotovoltaica exclusiva.

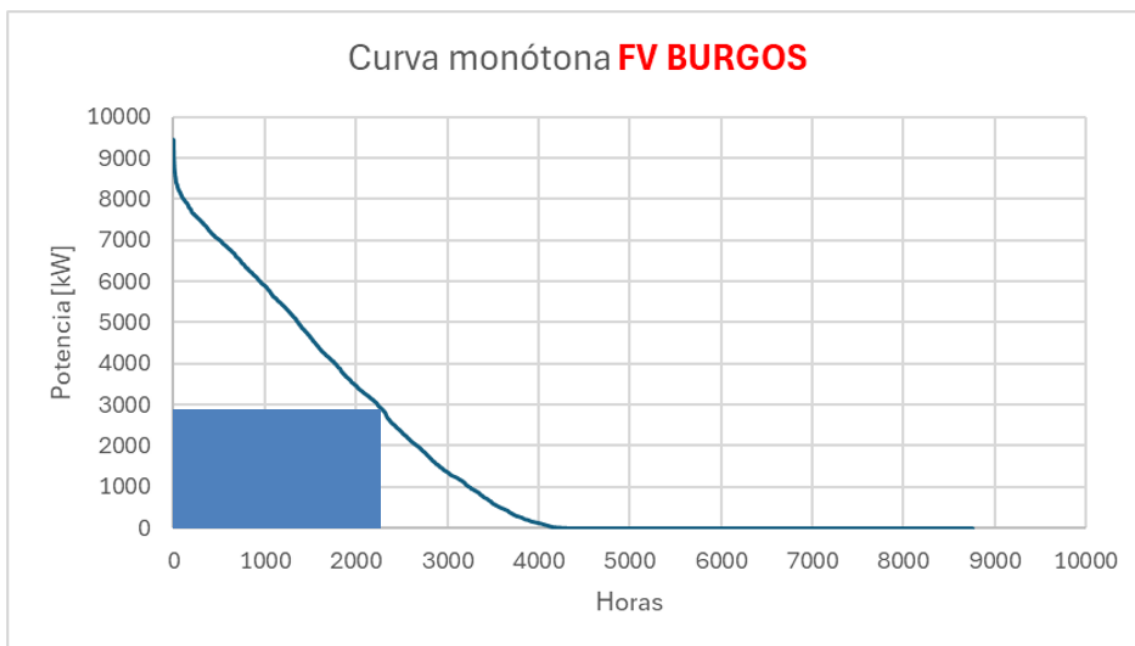


Figura 50: Curva monótona FV Burgos

A partir del desglose del LCOH (Figura 51) se aprecia el impacto de operar con un LCOE de 36,65 €/MWh, sensiblemente menor que el eólico de 46,62 €/MWh. Gracias a este precio eléctrico reducido, el término CAPEX + OPEX feedstock se sitúa en solo 4,75 €/kg, ya que cada kilogramo de hidrógeno requiere poca energía costosa. Por el contrario, el escaso número de horas de operación del electrolizador eleva el CAPEX unitario hasta 3,71 €/kg y añade 1,62 €/kg de OPEX del ELY, al distribuir inversión y mantenimiento sobre menos producción de H₂. Esta combinación de CAPEX y O&M elevados empuja inicialmente el LCOH cerca de 10 €/kg, pero el bajo coste del feedstock y el crédito por venta de excedentes, que descuenta 2,96 €/kg, permiten reducir el coste final hasta 7,12 €/kg.

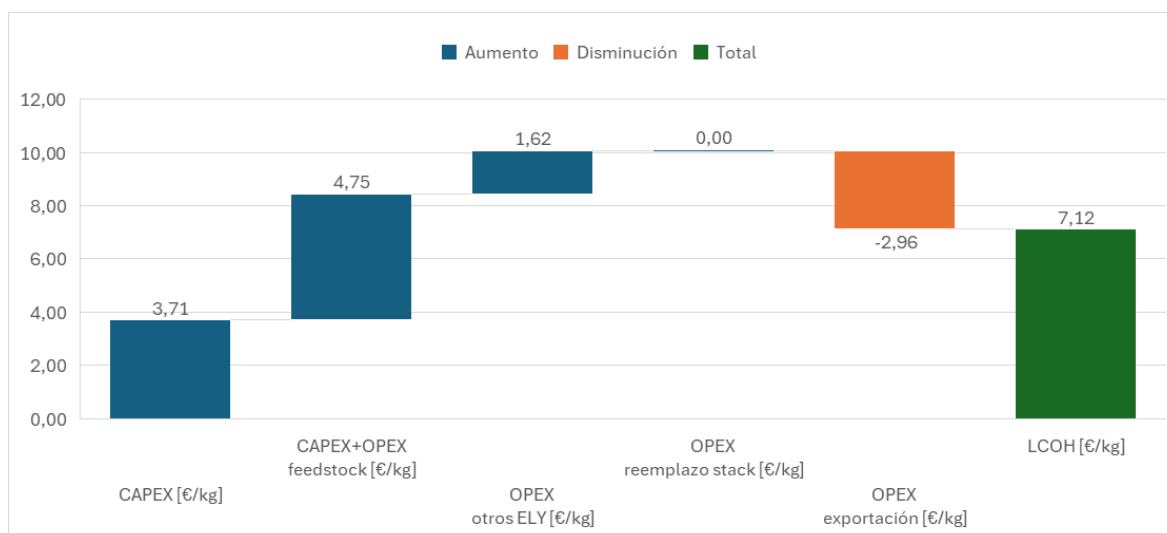


Figura 51: Desglose del LCOH Burgos FV

En cambio, la curva WF de Burgos (Figura 52) supera con creces las 5 500 horas, lo que asegura que el electrolizador trabaje a plena carga buena parte del año y minimice el CAPEX unitario. Sin embargo, dado que más allá de 4 500 h el LCOH deja de beneficiarse de horas adicionales y pasa a estar dominado por el LCOE de la electricidad de alimentación, la ventaja eólica tampoco es ilimitada: el coste comienza a reflejar íntegramente el precio de la «materia prima» eléctrica.

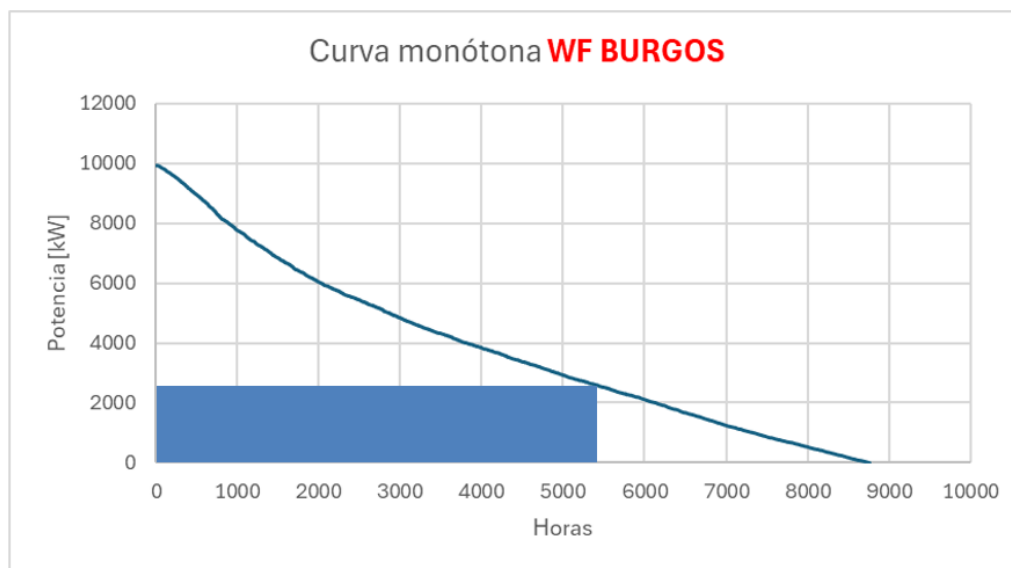


Figura 52: Curva monótona WF Burgos

Con base en su desglose del LCOH (Figura 53), se puede observar que las más de 5 461 h/año de operación permiten una producción de H₂ muy elevada (240 t/año) y diluyen la inversión del electrolizador hasta dejar el CAPEX unitario en apenas 1,55 €/kg, muy por debajo de los valores fotovoltaicos. No obstante, operar con un LCOE de 46,62 €/MWh, hace que el CAPEX + OPEX feedstock se sitúe en 6,27 €/kg, un coste considerablemente superior al caso FV. A pesar de un sobredimensionamiento, la venta de excedentes a 54 €/MWh produce un crédito de -4,30 €/kg, amortiguando el feedstock caro y rebajando el LCOH final hasta 4,30 €/kg, consolidando a Burgos como la opción más rentable.

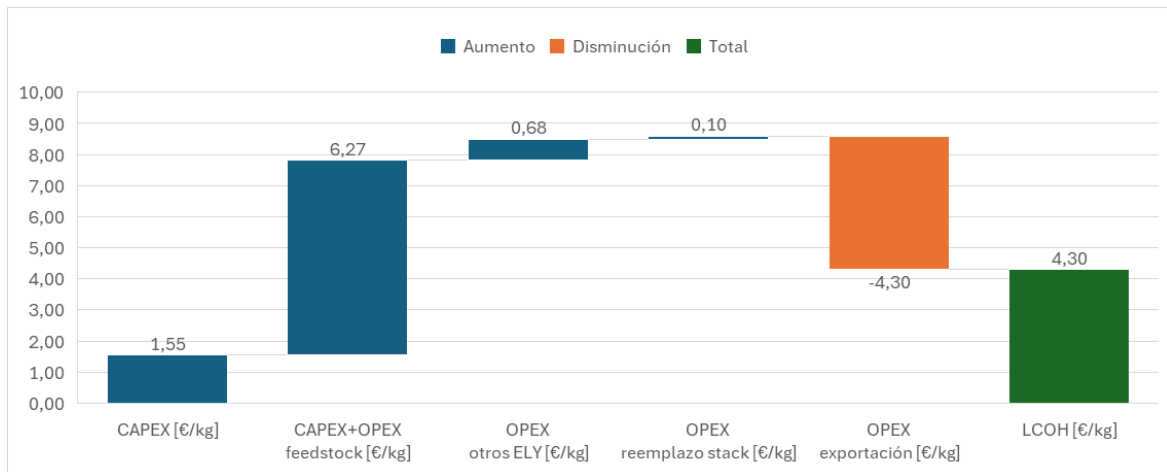


Figura 53: Desglose del LCOH Burgos WF

Considerando que el modelo híbrido aprovechará simultáneamente estas dos fuentes complementarias, Burgos surge como el emplazamiento idóneo: combina el mejor rendimiento eólico con uno de los mejores rendimientos solares, de modo que permitirá situarse en una posición intermedia entre ambas curvas monótonas. Esta configuración facilita recrear la proporción óptima de FV y WF que aproveche el bajo LCOE de la fotovoltaica y, al mismo tiempo, las amplias horas de producción del recurso eólico, capaces de diluir el CAPEX del electrolizador, mientras se justifica el uso de una tarifa de venta de excedentes propia de PPA eólicos, suficientemente elevada para recortar de forma notable el LCOH mediante ingresos por excedentes. Por todas estas razones, Burgos será el emplazamiento elegido para el desarrollo del modelo híbrido eólico–fotovoltaico en el capítulo siguiente.

Capítulo 6. MODELO HÍBRIDO

Tras analizar por separado el escenario fotovoltaico (FV) y eólico (WF), este apartado aborda el desarrollo del modelo híbrido, concebido para combinar ambos recursos y aprovechar sus perfiles complementarios. El estudio se realiza exclusivamente sobre el emplazamiento de Burgos, replicando las condiciones ya empleadas en los modelos individuales; con ello se mantiene la coherencia de hipótesis y se evita que las diferencias en recurso o infraestructuras distorsionen las conclusiones.

El punto de partida es el modelo base utilizado en los casos FV y WF. A partir de esa estructura común (potencia instalada, estrategia de operación del electrolizador, esquema de venta de excedentes y metodología de cálculo de costes) se introducen modificaciones específicas que permiten:

1. Representar la generación horaria conjunta FV-WF y su inyección al electrolizador.
2. Gestionar de forma coordinada los excedentes eléctricos del parque híbrido.
3. Evaluar el impacto de la complementariedad de recursos sobre la utilización del electrolizador y, por extensión, sobre el LCOH.

Tras describir en detalle la lógica de funcionamiento y las nuevas hipótesis del modelo, se lleva a cabo un estudio de sensibilidad que varía la fracción de potencia asignada a cada tecnología. Este análisis identifica el punto óptimo de reparto entre fotovoltaica y eólica que minimiza el LCOH, proporcionando pautas objetivas para el dimensionamiento de futuros parques híbridos.

6.1 ENTRADAS DE LA SIMULACIÓN

Dado que el motor de cálculo se alimenta exclusivamente de los valores que el usuario introduce, la precisión y coherencia de esas entradas constituyen el auténtico cimiento del análisis: cualquier ajuste se refleja al instante en los resultados y condiciona las conclusiones económicas. La simulación del modelo (Figura 54) actúa, por tanto, como un panel de control compacto, donde se organizan los parámetros de entrada y lo que permite definir de forma clara los supuestos globales del proyecto, los datos específicos de cada tecnología y las magnitudes que la hoja calcula automáticamente para el esquema híbrido. Aunque el objetivo principal es evaluar la hibridación, el modelo ejecuta en paralelo los modelos individuales de FV y WF con las mismas entradas, lo que facilita comparar los tres resultados de un solo vistazo y agiliza tanto el análisis de sensibilidad como la toma de decisiones.

SIMULACIÓN		RESULTADOS	
Especificaciones		Modelo	LCOH [€/kg]
Inversión Electrolizador [€/kW]		Fotovoltaico	
Potencia Pico Total [MW]		Eólico	
Reparto Energía Eólica [%]		Híbrido	
Tarifa de Excedentes [€/MWh]			
Asignación Datos Eólicos			
0MW			
Inv Parque [€/kW]			
OM Parque [€/kW-año]			
Asignación Datos Fotovoltaicos			
0MW			
Inv Parque [€/kW]			
OM Parque [€/kW-año]			
Datos Híbridos Resultantes			
MW			
Inv Parque [€/kW]			
OM Parque [€/kW-año]			

Figura 54: Simulación del modelo híbrido

Para ilustrar el funcionamiento del modelo se adopta un caso base de especificaciones que servirá como referencia de comparación a lo largo de toda la explicación: una inversión del electrolizador de 1 600 €/kW, una potencia pico conjunta de 500 MW, un reparto energético eólico–fotovoltaico del 50 % (es decir, 250 MW eólicos y 250 MW fotovoltaicos) y una tarifa de venta de excedentes de 54 €/MWh. Estos valores (coherentes con la bibliografía reciente y las condiciones de mercado) permiten mostrar con claridad la lógica interna del modelo antes de explorar, en apartados posteriores, cómo varían los resultados cuando se desplazan estas hipótesis.

En coherencia con los estudios singulares, el bloque de Asignación de Datos Eólicos y Fotovoltaicos mantiene inalterados los supuestos económicos utilizados en los modelos independientes: costes de inversión del parque de 1 100 €/kW y 500 €/kW, y gastos de operación de 50 €/kW-año y 5 €/kW-año para WF y FV, respectivamente. De este modo se garantiza que cualquier diferencia en el LCOH provenga únicamente de la configuración híbrida y no de variaciones en los parámetros de coste. Si en algún momento se desea explorar otros escenarios, basta con modificar estos valores en la simulación para que el modelo recalculé al instante los resultados bajo las nuevas hipótesis.

Para calcular los costes del parque híbrido, se realiza una ponderación y escalado directo de los valores eólicos y fotovoltaicos en función del reparto de potencia definido. Esta combinación ponderada se detalla en las siguientes ecuaciones.

Inversión del Parque:

$$INV_{HYB} = P_{Pico} \times 1000 \times (Fracción_{WF} \times INV_{WF} + Fracción_{FV} \times INV_{FV})$$

Coste anual de operación y mantenimiento (O&M):

$$OM_{HYB} = P_{Pico} \times 1000 \times (Fracción_{WF} \times OM_{WF} + Fracción_{FV} \times OM_{FV})$$

6.2 DATOS DE POTENCIAS

En una sección independiente del modelo se gestionan todas las potencias horarias que alimentan al caso fotovoltaico, eólico e híbrido. La Tabla 11 muestra un extracto de dichas potencias.

Tabla 11: Potencias modelo híbrido

Horas	Potencias Eólicas 1 MWp	Potencias Eólicas Escaladas	Potencias Eólicas Ordenadas	Potencias Fovoltáicas	Potencias Fovoltáicas Escaladas	Potencias Eólicas Ordenadas	Suma Potencias	Suma Potencias Ordenadas
		125			375			
1	272,556	34069,5	123917	0	0	353973,75	34069,5	465813
2	263,717	32964,625	123916,75	0	0	346867,5	32964,625	459107,875
3	252,616	31577	123916,5	0	0	343687,5	31577	443545,375
4	243,756	30469,5	123916	0	0	337008,75	30469,5	439393,5
5	236,479	29559,875	123905,75	0	0	335572,5	29559,875	436505,875
6	232,046	29005,75	123898,625	0	0	334282,5	29005,75	427607,625
7	226,562	28320,25	123898,5	0	0	332846,25	28320,25	427147,5
8	219,796	27474,5	123898,25	0	0	332088,75	27474,5	421299,25
9	207,621	25952,625	123893,875	243,74	91402,5	328282,5	117355,125	419756,125
10	130,729	16341,125	123890,875	485,37	182013,75	327948,75	198354,875	419346,875
11	54,079	6759,875	123887,25	621,78	233167,5	327596,25	239927,375	417499
12	58,639	7329,875	123877	671,32	251745	326707,5	259074,875	417157,25
13	63,726	7965,75	123867,875	726,9	272587,5	325950	280553,25	417149
14	67,945	8493,125	123865,375	685,91	257216,25	324588,75	265709,375	416975,625
15	84,069	10508,625	123853,125	572,14	214552,5	323947,5	225061,125	416005,75
16	146,076	18259,5	123847,625	372,7	139762,5	322987,5	158022	415706,5
17	278,53	34816,25	123845,25	141,48	53055	322140	87871,25	412984,625
18	373,553	46694,125	123841,875	0	0	320891,25	46694,125	411327
19	394,153	49269,125	123825,25	0	0	320741,25	49269,125	408711,625
20	348,865	43608,125	123823,5	0	0	320403,75	43608,125	408617
21	291,373	36421,625	123816,125	0	0	319653,75	36421,625	407469,25
22	259,049	32381,125	123806,75	0	0	319323,75	32381,125	406487,75
23	262,953	32869,125	123802	0	0	319316,25	32869,125	405724,25
24	284,166	35520,75	123800,625	0	0	318468,75	35520,75	405514,75
25	278	34750	123779,5	0	0	317831,25	34750	405317
26	286,673	35834,125	123779,375	0	0	317456,25	35834,125	404463,5
27	298,129	37266,125	123775,875	0	0	315873,75	37266,125	404270
28	319,769	39971,125	123774,5	0	0	315495	39971,125	403671,25

29	367,924	45990,5	123766,125	0	0	314943,75	45990,5	401547,5
30	400,879	50109,875	123758	0	0	314418,75	50109,875	400394,25

En las primeras columnas de color de la tabla se cargan, sin modificar, las series brutas extraídas de los ficheros CSV utilizados también en los estudios individuales; de esta forma se garantiza la coherencia entre el análisis híbrido y los casos FV y WF por separado. A continuación, cada serie se escala automáticamente en función de la potencia pico total y del reparto elegido en la pestaña SIMULACIÓN: el valor objetivo al que se ajusta aparece en la cabecera de las columnas de escalado. Con el caso base de 500 MW y un reparto al 50 %, ambas tecnologías se recalculan a 250 MW; si el usuario seleccionase, por ejemplo, un 80 % WF y un 20 % FV, las cabeceras mostrarían 400 MW para la eólica y 100 MW para la fotovoltaica.

Las columnas que siguen ordenan de mayor a menor las potencias ya escaladas. Estas curvas monótonas son las que recogen los modelos singulares de FV y WF para ejecutar, en paralelo, el cálculo de sus respectivos LCOH. En el caso híbrido, primero se suman hora a hora las potencias eólica y fotovoltaica escaladas (columna H) para preservar la correspondencia temporal anual; solo después esa potencia conjunta se reordena en la columna I. Es precisamente esta curva ordenada la que se transfiere, de forma automática, a la pestaña del modelo híbrido, asegurando que todos los cálculos utilicen la misma lógica de dimensionamiento y comparen escenarios sobre una base homogénea.

6.3 PARÁMETROS FIJOS DE MODELO

Los parámetros del modelo (Tabla 12) se mantienen idénticos a los empleados en los estudios fotovoltaico y eólico para asegurar la comparabilidad de resultados. La única salvedad es que las partidas ligadas al parque de generación (Inversión del parque y O&M del parque) se pueden editar para probar distintas configuraciones de simulación. De igual modo, la tarifa de venta de excedentes adopta el valor fijado por el usuario en la simulación (en el caso base, 54 €/MWh, coherente con los históricos de PPA renovables). Con esta configuración, todo cambio en la simulación se propaga instantáneamente a los modelos, mientras que el resto de los supuestos permanece constante para no introducir sesgos adicionales.

Tabla 12: Parámetros del modelo híbrido

INV [€/kW]	1600
N [años]	25
Inversión parque [€/kW]	328000000
OM del parque [€/kW-año]	8350000
g [kWh/kg]	55,50
OPEX reemplazo stack [% CAPEX/stack]	15,00
OPEX otros ELY [% CAPEX/año]	4,00
wacc [%]	7,738
Tarifa venta excedentes [€/MWh]	54,000

6.4 VALORES INTERMEDIOS CALCULADOS POR EL MODELO

La sección de cálculos intermedios del modelo híbrido reproduce exactamente la metodología empleada en los modelos fotovoltaico y eólico: se aplican las mismas ecuaciones y la misma lógica paso a paso. En cuanto las potencias horarias escaladas se introducen en el modelo híbrido, el libro genera de forma inmediata (siguiendo el procedimiento ya utilizado en los casos singulares) las tres curvas fundamentales: la curva monótona de la potencia combinada (Figura 55), la curva de producción de hidrógeno resultante de alimentar el electrolizador (Figura 56) y la curva de excedentes eléctricos disponibles para su venta al mercado (Figura 57). Estas representaciones constituyen el punto de partida sobre el que se apoyan todos los cálculos posteriores de costes, ingresos y, en última instancia, del LCOH del esquema híbrido.

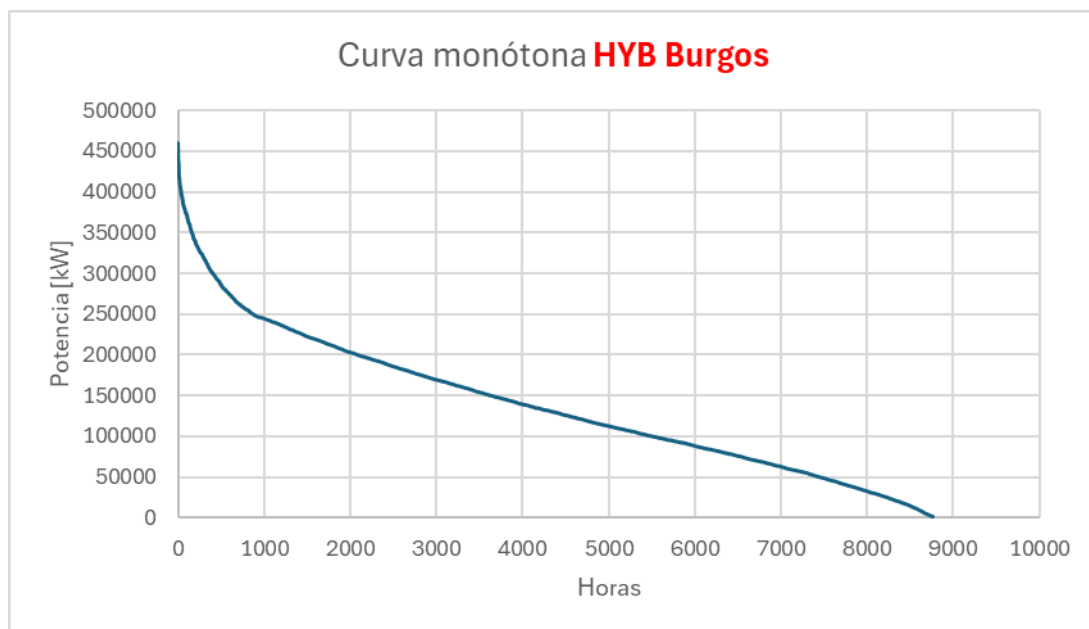


Figura 55: Curva monótona HYB Burgos

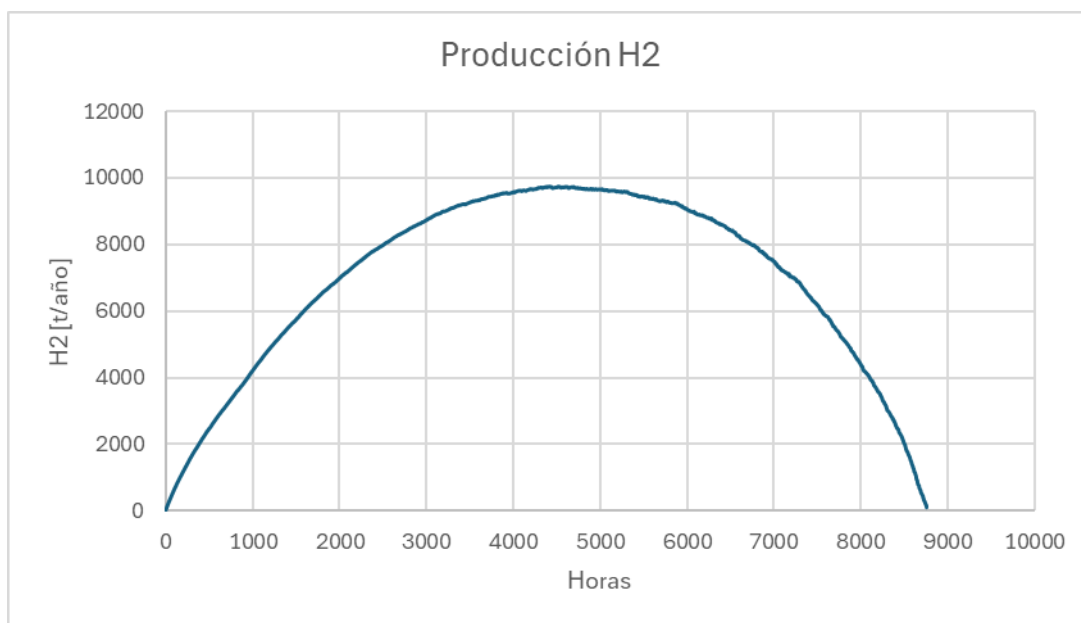


Figura 56: Curva de producción de H2 HYB Burgos

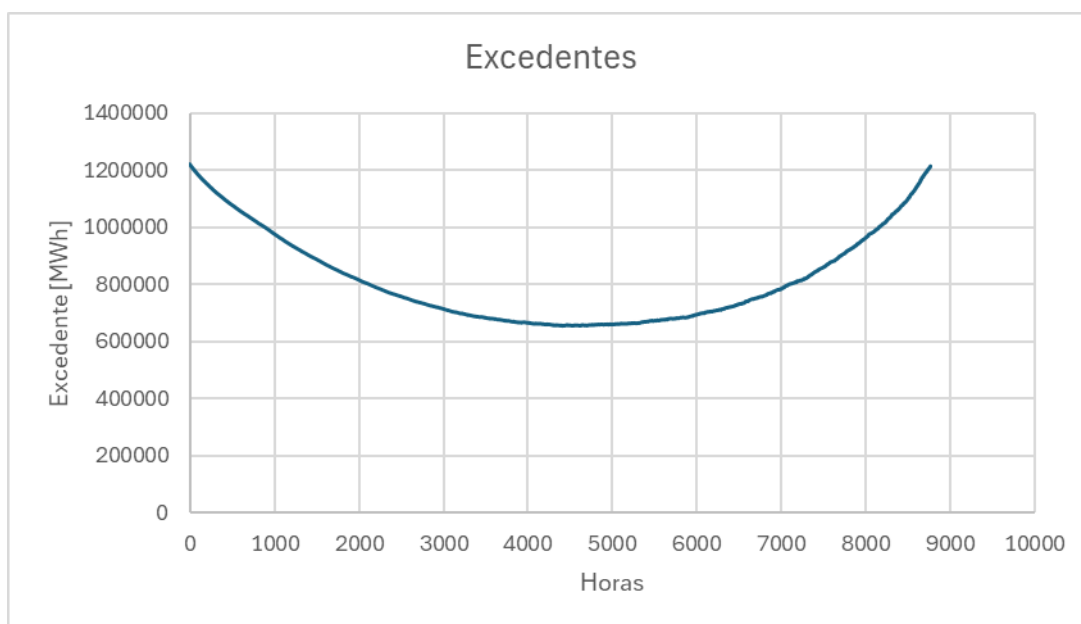


Figura 57: Curva de excedentes HYB Burgos

6.5 CÁLCULOS DE RENTABILIDAD FINALES

Los cálculos de rentabilidad del esquema híbrido son, en esencia, idénticos a los aplicados en los modelos fotovoltaico y eólico: misma estructura de costes, mismas anualizaciones y misma lógica para los ingresos por venta de excedentes. La diferencia radica en cómo llegan los datos a la hoja: antes de entrar en la pestaña del modelo híbrido, todas las producciones de potencias horarias ya se han sumado, por lo que los valores con los que trabaja el modelo están etiquetados como un único conjunto “HYB”.

Para facilitar la comprensión del lector, en el texto que sigue se mostrarán las fórmulas desglosadas (FV + WF) tal y como se harían “a mano”, de modo que se vea con claridad de dónde proviene cada contribución y posteriormente la configuración HYB.

$$CAPEX = \frac{INV_{ELY} \times g_{medio-N} \times f_a}{H_{ELY}} = \frac{INV_{ELY} \times P_{ELY} \times f_a}{m_{H2}} \left[\frac{\text{€}}{kg} \right]$$

$$LCOE = \left(\left(\frac{INV_{PV} \times P_{PV} + INV_{WF} \times P_{WF}}{E_{PV} + E_{WF}} \right) \times f_a + \left(\frac{OM_{PV} \times P_{PV} + OM_{WF} \times P_{WF}}{E_{PV} + E_{WF}} \right) \right) \\ \times 1000 = \left(\left(\frac{INV_{HYB} \times P_{HYB}}{E_{HYB}} \right) \times f_a + \frac{OM_{HYB} \times P_{HYB}}{E_{HYB}} \right) \times 1000 \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right]$$

$$CAPEX + OPEX_{FEEDSTOCK} = \frac{LCOE \times g_{medio-N} \times (E_{FV} + E_{WF})}{1000 \times E_{ELY}} = \frac{LCOE \times E_{HYB}}{1000 \times m_{H2}} \left[\frac{\text{€}}{kg} \right]$$

$$OPEX_{otros ELY} = \frac{INV_{ELY} \times OPEX_{OE} \times g_{medio-N}}{H_{ELY}} \left[\frac{\text{€}}{kg} \right]$$

$$OPEX_{reemplazo stack} = \frac{INV_{ELY} \times OPEX_{RS} \times g_{medio-N} \times N_{stack}}{H_{ELY} \times N} \left[\frac{\text{€}}{kg} \right]$$

$$\begin{aligned}
 OPEX_{exportación} &= -T_{ve} \times \left(\frac{g_{medio-N}}{1000} \right) \times \left(\frac{E_{PV} + E_{WF} - E_{ELY}}{E_{ELY}} \right) \\
 &= -T_{ve} \times \left(\frac{E_{HYB} - E_{ELY}}{1000 \times m_{H_2}} \right) = -T_{ve} \times \left(\frac{E_{exportada}}{1000 \times m_{H_2}} \right) \left[\frac{€}{kg} \right]
 \end{aligned}$$

6.6 OBTENCIÓN DE RESULTADOS

Una vez definidos los parámetros de entrada, el libro recalcula automáticamente todos los resultados: basta modificar cualquier variable para que la simulación actualice al instante el LCOH y se aprecie de forma inmediata el impacto del cambio. Usando el caso base, el modelo genera de inmediato los valores que se muestran en la Tabla 13:

Tabla 13: Resultados caso base

RESULTADOS	
Modelo	LCOH [€/kg]
Fotovoltaico	6,66
Eólico	4,05
Híbrido	2,43

Estos valores no son todavía el objetivo final: simplemente ilustran, con la simulación base, cómo el modelo reacciona ante un reparto equitativo de potencia. Aun así, permite intuir de manera rápida el impacto de hibridar los recursos. Con los parámetros del caso base (500 MW totales y reparto 50 % WF / 50 % FV) el recuadro de la derecha muestra un LCOH fotovoltaico de 6,66 €/kg, eólico de 4,05 €/kg y un híbrido de tan sólo 3,39 €/kg: casi un 50 % de reducción frente al esquema puramente FV y algo más de un 15 % frente al eólico.

Cuando se precisa un análisis más detallado, el modelo cuenta con una sección de resultados donde se recopilan automáticamente las magnitudes clave (potencia anual generada, producción de H₂, horas de operación del electrolizador y LCOH) y las presenta en una tabla comparativa:

Tabla 14: Resultados simulación híbrida

Modelo	Potencia Producida [MWh]	Producción H2 [t/año]	Horas electrolizador [h/año]	LCOH [€/kg]
Fotovoltaico	369696,745	2786,71	2331,00	6,66
Eólico	853083,171	6009,89	5461,00	4,05
Híbrido	1222779,916	8765,10	6284,00	3,39

Junto a la tabla se incluyen tres gráficos de barras que representan, respectivamente, la potencia producida, las horas de operación y la producción anual de hidrógeno para cada modelo, facilitando la interpretación visual de las diferencias.

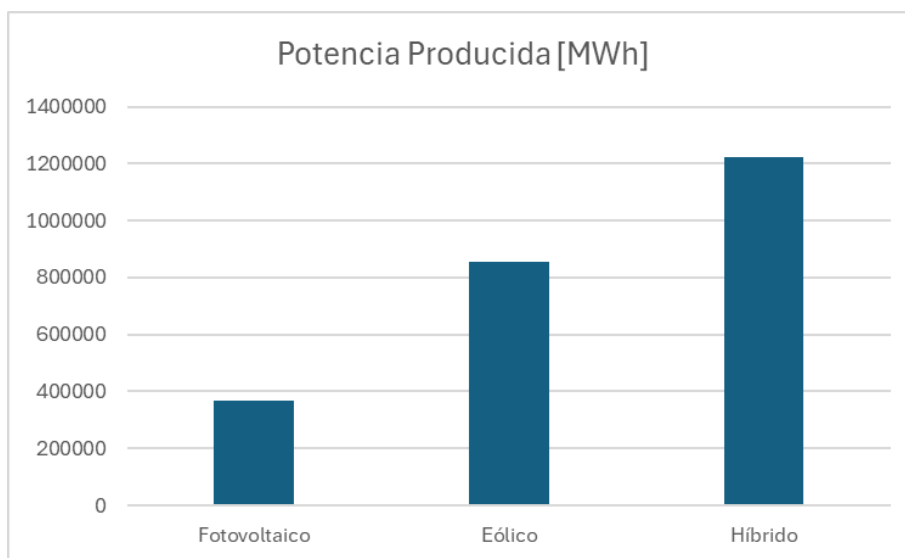


Figura 58: Gráfico de potencias producidas

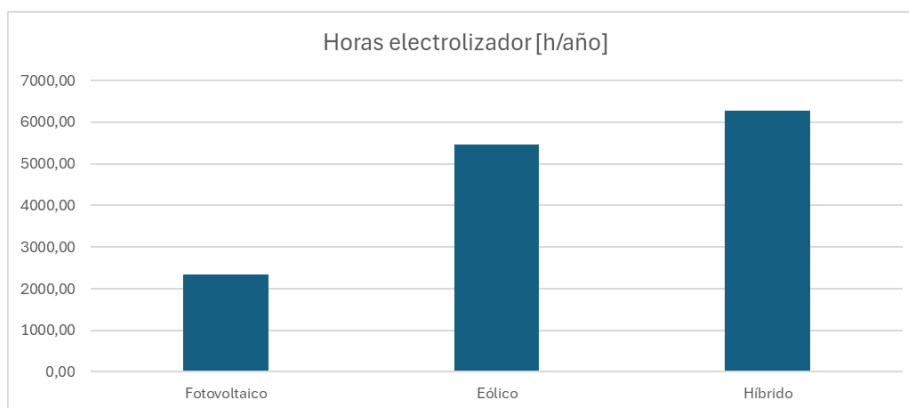


Figura 59: Gráfico de horas del electrolizador

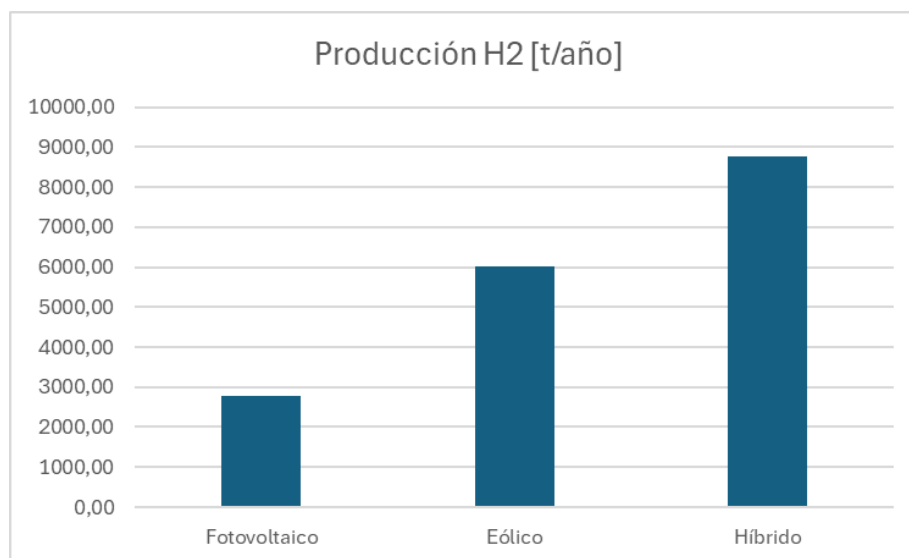


Figura 60: Gráfico de producción de H2

Aunque estos no son los resultados óptimos que estamos buscando, los tres gráficos de barras plasman de manera inmediata la superioridad del esquema combinado tanto en energía producida como en utilización de la planta y coste del hidrógeno. En el apartado siguiente se aplicará un estudio de sensibilidad que variará la fracción WF-FV, la inversión del electrolizador y la tarifa de venta de excedentes para identificar el punto que minimiza el LCOH. Aun así, este primer vistazo deja patente la principal ventaja de la cogeneración: la complementariedad horaria de los recursos incrementa las horas útiles del electrolizador y

diluye el CAPEX y OPEX sobre una mayor producción de hidrógeno, traducándose en un coste nivelado sustancialmente más bajo.

Capítulo 7. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

El presente apartado constituye el núcleo del trabajo: un estudio de sensibilidad para la optimización del modelo híbrido desarrollado. Tras comprobar en el caso base que la hibridación eólico-fotovoltaica reduce el LCOH con respecto a los esquemas singulares, el objetivo ahora es identificar la combinación de parámetros que conduce al coste nivelado mínimo y, con ello, ofrecer pautas concretas de dimensionamiento para futuros proyectos.

El análisis se articula en torno a tres variables clave que actúan de forma conjunta sobre el resultado económico:

- 1. Inversión específica del electrolizador** (dos escenarios de la inversión que reflejan la evolución reciente y la elevada volatilidad del mercado):
 - **Caso A [1 000 €/kW] (valor de referencia en 2020 según IRENA⁶):** Al inicio del proyecto se adoptó el valor que marcaban las previsiones de IRENA como referencia de inversión para plantas de escala MW. Los 1 000 €/kW corresponden a la banda de precios observada antes de las tensiones geopolíticas de los últimos años y servían de base para los planes de coste a medio plazo.
 - **Caso B [1 600 €/kW] (referencia tomada del IBHYX):** La invasión de Ucrania y la consiguiente presión sobre las cadenas de suministro de metales, energía y equipos electroquímicos ha elevado sustancialmente los precios. El IBHYX establece el CAPEX de electrolizadores alcalinos y PEM en torno a

⁶https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/%202020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

1 600 €/kW, cifra que se ha consolidado como el “nuevo” valor de mercado para proyectos de escala industrial.

- 2. Tarifa de venta de excedentes eléctricos (€/MWh):** parámetro que vincula al proyecto con el mercado y que puede fluctuar significativamente según el tipo de contrato PPA.
- 3. Fracción eólica de la potencia pico (reparto WF/FV):** el porcentaje de la energía eólica pico respecto a la total.

El procedimiento consiste en barrer sistemáticamente la fracción eólica a lo largo de su rango operativo para múltiples niveles de tarifa, dentro de cada uno de los dos escenarios de la inversión. Con ello se genera una superficie de respuesta del LCOH que permite localizar, para cada condición de mercado o proyección de costes, el punto óptimo de mezcla de recursos. Además de revelar la sensibilidad del modelo, el estudio muestra cómo pequeñas variaciones en el precio de los excedentes o en el coste del electrolizador pueden desplazar el óptimo, subrayando la necesidad de estrategias de diseño flexibles.

7.1 DATOS EMPLEADOS

Para cuantificar la sensibilidad del coste nivelado del hidrógeno se han generado matrices de resultados que recogen, de forma exhaustiva, todas las combinaciones relevantes de las tres variables de estudio: inversión del electrolizador (1 000 €/kW y 1 600 €/kW), reparto WF–FV y tarifa de venta de excedentes.

La lógica es la siguiente:

- **Entrada única del modelo:** el modelo está concebido para trabajar con un solo juego de parámetros en la simulación; cuando se actualizan el reparto, la tarifa o la inversión del electrolizador, todas las funciones dependientes calculan un nuevo LCOH híbrido al instante.
- **Tabla de datos bidimensional:** Para transformar esa capacidad dinámica en un estudio de sensibilidad se emplea una tabla con dos entradas (Tabla 15).
 - La variable de columna es el reparto eólico, que se barré desde el 0 % hasta el 100 % en pasos de 10 %. Cada columna representa, por tanto, un par FV/WF fijo (p.ej. 0 %-100 %, 10 %-90 %, ..., 100 %-0 %).
 - La variable de fila es la tarifa de excedentes, que se recorre de 30 €/MWh a 80 €/MWh en incrementos de 1 €.

Tabla 15: Tabla de entrada doble de datos de sensibilidad para $INV = 1\ 000\ [€/kW]$

	LCOH vs Tarifa de Excedentes (FAMILIA 1)																					
INV [€/kW]	1000																					
Potencia Pico [MW]	500																					
Reparto WF [%]	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	
Reparto FV [%]	100	95	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0	
Tarifa	LCOH																					
30	5,54	5,66	5,77	5,84	5,82	4,74	4,65	4,60	4,58	4,58	4,58	4,61	4,64	4,70	4,74	4,83	4,95	5,03	5,09	5,15	5,20	
31	5,47	5,58	5,67	5,73	5,71	4,62	4,54	4,50	4,49	4,49	4,50	4,53	4,57	4,62	4,66	4,74	4,86	4,94	5,01	5,06	5,12	
32	5,39	5,49	5,58	5,63	5,59	4,50	4,43	4,41	4,40	4,41	4,42	4,45	4,49	4,54	4,58	4,66	4,77	4,86	4,92	4,98	5,03	
33	5,32	5,41	5,48	5,53	5,48	4,38	4,32	4,31	4,31	4,32	4,34	4,37	4,41	4,46	4,50	4,57	4,69	4,77	4,84	4,89	4,95	
34	5,24	5,32	5,39	5,42	5,37	4,27	4,22	4,21	4,21	4,24	4,25	4,29	4,33	4,38	4,42	4,49	4,60	4,68	4,75	4,81	4,86	
35	5,17	5,24	5,30	5,32	5,26	4,15	4,11	4,11	4,12	4,15	4,17	4,21	4,25	4,30	4,33	4,41	4,52	4,60	4,67	4,72	4,78	
36	5,09	5,15	5,20	5,22	5,15	4,03	4,00	4,01	4,03	4,06	4,09	4,13	4,17	4,22	4,25	4,32	4,43	4,51	4,58	4,64	4,70	
37	5,02	5,07	5,11	5,11	5,03	3,91	3,89	3,91	3,94	3,98	4,01	4,05	4,09	4,14	4,17	4,24	4,34	4,43	4,50	4,55	4,61	
38	4,94	4,98	5,01	5,01	4,92	3,79	3,79	3,82	3,85	3,89	3,93	3,97	4,01	4,06	4,09	4,15	4,26	4,34	4,41	4,47	4,53	
39	4,87	4,90	4,92	4,91	4,81	3,67	3,68	3,72	3,76	3,81	3,85	3,89	3,94	3,98	4,01	4,07	4,17	4,25	4,33	4,38	4,44	
40	4,79	4,81	4,82	4,80	4,70	3,56	3,57	3,62	3,67	3,72	3,77	3,81	3,86	3,90	3,93	3,99	4,09	4,17	4,24	4,30	4,36	
41	4,72	4,73	4,73	4,70	4,59	3,44	3,46	3,52	3,58	3,64	3,68	3,73	3,78	3,82	3,85	3,90	4,00	4,08	4,16	4,21	4,28	
42	4,64	4,64	4,63	4,60	4,47	3,32	3,35	3,42	3,49	3,55	3,60	3,65	3,70	3,74	3,77	3,82	3,91	4,00	4,07	4,13	4,19	
43	4,57	4,56	4,54	4,49	4,36	3,20	3,25	3,33	3,40	3,47	3,52	3,57	3,62	3,66	3,69	3,74	3,83	3,91	3,99	4,04	4,11	
44	4,49	4,48	4,44	4,39	4,25	3,08	3,14	3,23	3,31	3,38	3,44	3,49	3,54	3,58	3,60	3,65	3,74	3,82	3,90	3,96	4,02	
45	4,41	4,39	4,35	4,29	4,14	2,96	3,03	3,13	3,22	3,30	3,36	3,41	3,46	3,50	3,52	3,57	3,66	3,74	3,82	3,87	3,94	
46	4,34	4,31	4,26	4,18	4,02	2,84	2,92	3,03	3,13	3,21	3,28	3,33	3,38	3,42	3,44	3,48	3,57	3,65	3,73	3,79	3,85	
47	4,26	4,22	4,16	4,08	3,91	2,73	2,82	2,93	3,04	3,13	3,20	3,25	3,31	3,34	3,36	3,40	3,48	3,56	3,65	3,70	3,77	
48	4,19	4,14	4,07	3,98	3,80	2,61	2,71	2,84	2,94	3,04	3,11	3,17	3,23	3,26	3,28	3,32	3,40	3,48	3,56	3,62	3,69	
49	4,11	4,05	3,97	3,87	3,69	2,49	2,60	2,74	2,85	2,96	3,03	3,09	3,15	3,18	3,20	3,23	3,31	3,39	3,48	3,53	3,60	
50	4,04	3,97	3,88	3,77	3,58	2,37	2,49	2,64	2,76	2,87	2,95	3,01	3,07	3,10	3,12	3,15	3,23	3,31	3,39	3,45	3,52	
51	3,96	3,88	3,78	3,67	3,46	2,25	2,38	2,54	2,67	2,79	2,87	2,93	2,99	3,02	3,04	3,06	3,14	3,22	3,30	3,36	3,43	
52	3,89	3,80	3,69	3,56	3,35	2,13	2,28	2,44	2,58	2,70	2,79	2,85	2,91	2,94	2,95	2,98	3,05	3,13	3,22	3,28	3,35	
53	3,81	3,71	3,59	3,46	3,24	2,01	2,17	2,34	2,49	2,62	2,71	2,77	2,83	2,86	2,87	2,90	2,97	3,05	3,13	3,19	3,27	

54	3,74	3,63	3,50	3,36	3,13	1,90	2,06	2,25	2,40	2,53	2,63	2,69	2,75	2,78	2,79	2,81	2,88	2,96	3,05	3,11	3,18
55	3,66	3,54	3,40	3,25	3,02	1,78	1,95	2,15	2,31	2,45	2,54	2,61	2,68	2,70	2,71	2,73	2,80	2,87	2,96	3,02	3,10
56	3,59	3,46	3,31	3,15	2,90	1,66	1,84	2,05	2,22	2,36	2,46	2,53	2,60	2,62	2,63	2,64	2,71	2,79	2,88	2,94	3,01
57	3,51	3,37	3,22	3,05	2,79	1,54	1,74	1,95	2,13	2,28	2,38	2,45	2,52	2,54	2,55	2,56	2,62	2,70	2,79	2,85	2,93
58	3,44	3,29	3,12	2,95	2,68	1,42	1,63	1,85	2,04	2,19	2,30	2,37	2,44	2,46	2,47	2,48	2,54	2,62	2,71	2,77	2,84
59	3,36	3,20	3,03	2,84	2,57	1,30	1,52	1,76	1,95	2,11	2,22	2,29	2,36	2,38	2,39	2,39	2,45	2,53	2,62	2,68	2,76
60	3,29	3,12	2,93	2,74	2,46	1,19	1,41	1,66	1,86	2,02	2,14	2,21	2,28	2,30	2,31	2,31	2,37	2,44	2,54	2,60	2,68
61	3,21	3,04	2,84	2,64	2,34	1,07	1,31	1,56	1,76	1,94	2,06	2,13	2,20	2,22	2,22	2,23	2,28	2,36	2,45	2,51	2,59
62	3,14	2,95	2,74	2,53	2,23	0,95	1,20	1,46	1,67	1,85	1,97	2,05	2,12	2,14	2,14	2,14	2,19	2,27	2,37	2,43	2,51
63	3,06	2,87	2,65	2,43	2,12	0,83	1,09	1,36	1,58	1,77	1,89	1,97	2,05	2,06	2,06	2,06	2,11	2,19	2,28	2,34	2,42
64	2,99	2,78	2,55	2,33	2,01	0,71	0,98	1,26	1,49	1,68	1,81	1,89	1,97	1,98	1,98	1,97	2,02	2,10	2,20	2,26	2,34
65	2,91	2,70	2,46	2,22	1,89	0,59	0,87	1,17	1,40	1,60	1,73	1,81	1,89	1,90	1,90	1,89	1,94	2,01	2,11	2,17	2,26
66	2,83	2,61	2,37	2,12	1,78	0,47	0,77	1,07	1,31	1,51	1,65	1,73	1,81	1,82	1,82	1,81	1,85	1,93	2,03	2,09	2,17
67	2,76	2,53	2,27	2,02	1,67	0,36	0,66	0,97	1,22	1,43	1,57	1,65	1,73	1,74	1,74	1,72	1,76	1,84	1,94	2,00	2,09
68	2,68	2,44	2,18	1,91	1,56	0,24	0,55	0,87	1,13	1,34	1,49	1,57	1,65	1,66	1,66	1,64	1,68	1,75	1,86	1,92	2,00
69	2,61	2,36	2,08	1,81	1,45	0,12	0,44	0,77	1,04	1,26	1,41	1,49	1,57	1,58	1,57	1,55	1,59	1,67	1,77	1,84	1,92
70	2,53	2,27	1,99	1,71	1,33	0,00	0,33	0,68	0,95	1,17	1,32	1,41	1,50	1,50	1,49	1,47	1,51	1,58	1,69	1,75	1,83
71	2,46	2,19	1,89	1,60	1,22	-0,12	0,23	0,58	0,86	1,09	1,24	1,33	1,42	1,42	1,41	1,39	1,42	1,50	1,60	1,67	1,75
72	2,38	2,10	1,80	1,50	1,11	-0,24	0,12	0,48	0,77	1,00	1,16	1,25	1,34	1,34	1,33	1,30	1,33	1,41	1,52	1,58	1,67
73	2,31	2,02	1,70	1,40	1,00	-0,35	0,01	0,38	0,68	0,92	1,08	1,17	1,26	1,26	1,25	1,22	1,25	1,32	1,43	1,50	1,58
74	2,23	1,93	1,61	1,29	0,89	-0,47	-0,10	0,28	0,59	0,83	1,00	1,09	1,18	1,18	1,17	1,14	1,16	1,24	1,34	1,41	1,50
75	2,16	1,85	1,51	1,19	0,77	-0,59	-0,20	0,18	0,49	0,75	0,92	1,01	1,10	1,10	1,09	1,05	1,08	1,15	1,26	1,33	1,41
76	2,08	1,76	1,42	1,09	0,66	-0,71	-0,31	0,09	0,40	0,66	0,84	0,93	1,02	1,02	1,01	0,97	0,99	1,06	1,17	1,24	1,33
77	2,01	1,68	1,33	0,98	0,55	-0,83	-0,42	-0,01	0,31	0,57	0,75	0,85	0,94	0,94	0,93	0,88	0,90	0,98	1,09	1,16	1,25
78	1,93	1,60	1,23	0,88	0,44	-0,95	-0,53	-0,11	0,22	0,49	0,67	0,77	0,87	0,86	0,84	0,80	0,82	0,89	1,00	1,07	1,16
79	1,86	1,51	1,14	0,78	0,33	-1,07	-0,64	-0,21	0,13	0,40	0,59	0,69	0,79	0,78	0,76	0,72	0,73	0,81	0,92	0,99	1,08
80	1,78	1,43	1,04	0,67	0,21	-1,18	-0,74	-0,31	0,04	0,32	0,51	0,61	0,71	0,70	0,68	0,63	0,65	0,72	0,83	0,90	0,99

En la intersección de cada fila y columna, la tabla muestra el valor del LCOH híbrido que corresponde a aquella pareja de entrada. Dicho procedimiento se replica en dos bloques independientes (Tabla 15 el primero). La fila 2 de la tabla contiene el valor “INV [€/kW] = 1 000”; en una segunda familia idéntica se sitúa “INV [€/kW] = 1 600”. De esta forma se aíslan los efectos de la variación del coste del equipo respecto a los derivados del mercado eléctrico o de la mezcla de recursos. Para cada escenario de inversión, se obtiene una superficie completa $LCOH = f(reparto, tarifa)$ sin necesidad de modificar manualmente el modelo. Las matrices se utilizarán en los apartados siguientes para localizar los mínimos

absolutos y analizar de qué forma se desplaza la solución óptima cuando cambia cualquiera de las tres variables.

7.2 GRÁFICOS RESULTANTES

Los gráficos que se muestran a continuación (Figura 61) son la primera visualización global derivada de la matriz de sensibilidad del modelo híbrido. Cada superficie representa el LCOH en función de la tarifa de venta de excedentes y la participación eólica en la potencia pico. Al generar los gráficos de ambos casos de inversión, resulta inmediato apreciar cómo el encarecimiento del electrolizador desplaza la topografía del LCOH y, con ella, el punto de mínimo coste. La paleta de colores (rojo → alto, azul → bajo) permite identificar de un vistazo los valles óptimos, mientras que las proyecciones 2D del gráfico facilitan cuantificar con precisión el reparto WF/VF correspondiente a cada tarifa.

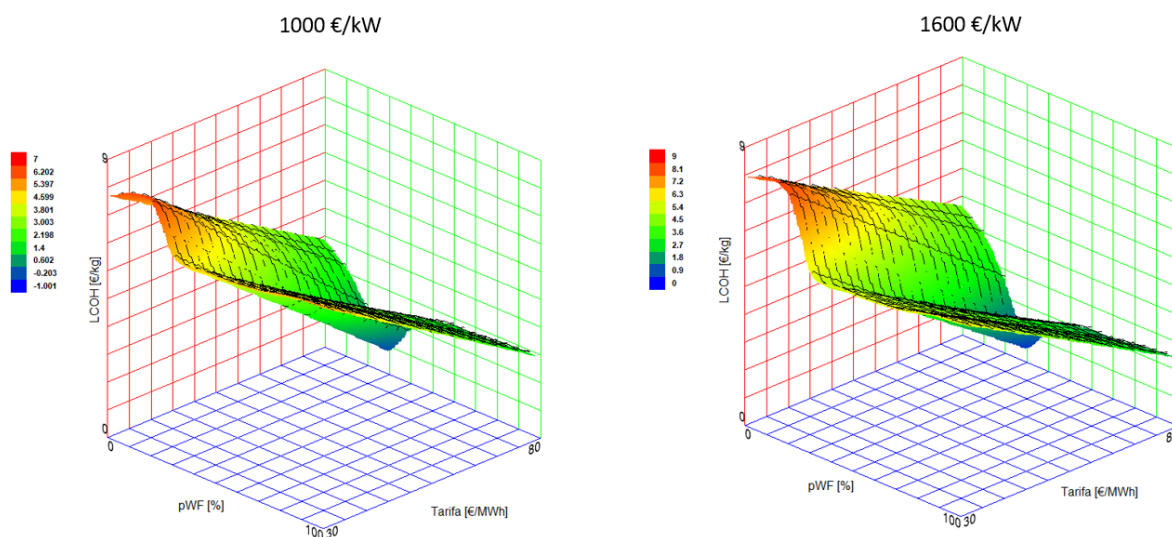


Figura 61: Vista 3D gráficos de sensibilidad

La Figura 62 muestra la superficie de sensibilidad para INV de 1 600 €/kW y pone de relieve un valle muy pronunciado cuyo fondo se sitúa de forma constante cerca de un 30 % de

participación WF. A partir de 55 €/MWh los mayores ingresos por excedentes permiten incluso bajar algo más la fracción de viento, pero el valle de mínimos sigue orbitando la misma zona. En definitiva, lo importante del gráfico es esa hondonada estable alrededor del 30 % WF, ubicada justamente dentro del intervalo de tarifas realistas de 50 a 60 €/MWh indicado por los PPA recientes.

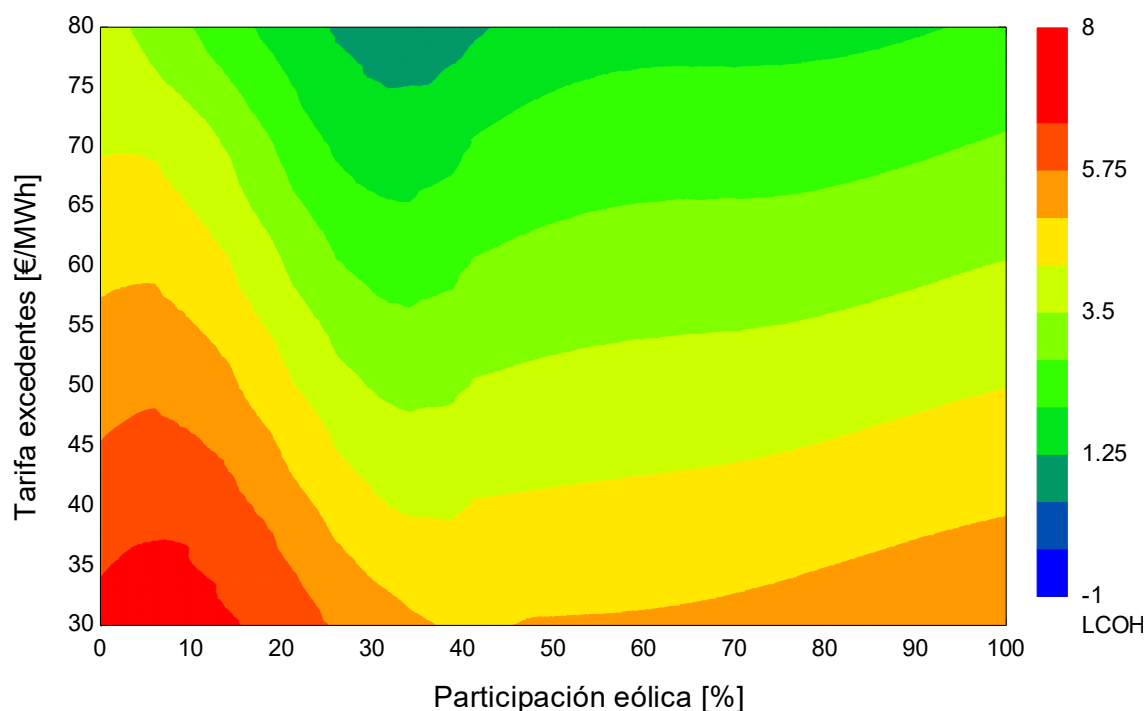


Figura 62: Gráfico $LCOH=f(\text{reparto}, \text{tarifa})$ [INV = 1600 €/kW]

En la Figura 63 (escenario INV = 1 000 €/kW) se observan dos cambios instantáneos en comparación al escenario anterior. En primer lugar, la superficie $LCOH(\text{reparto}, \text{tarifa})$ se traslada verticalmente hacia abajo, disminuyendo todos los valores de LCOH en torno a 1,3-1,5 €/kg por la mayor amortización del electrolizador. En segundo lugar, el valle de mínimos se desplaza hacia participaciones eólicas más bajas. Aun así, el óptimo converge alrededor del 30 % eólico, equilibrio donde la complementariedad WF-FV maximiza la utilización del electrolizador sin encarecer en exceso el parque. Por último, se observa que pequeñas variaciones del reparto (± 3 -5 puntos porcentuales) tienen efectos sustanciales de tarifa (± 10 €/MWh) para situarse en las zonas óptimas.

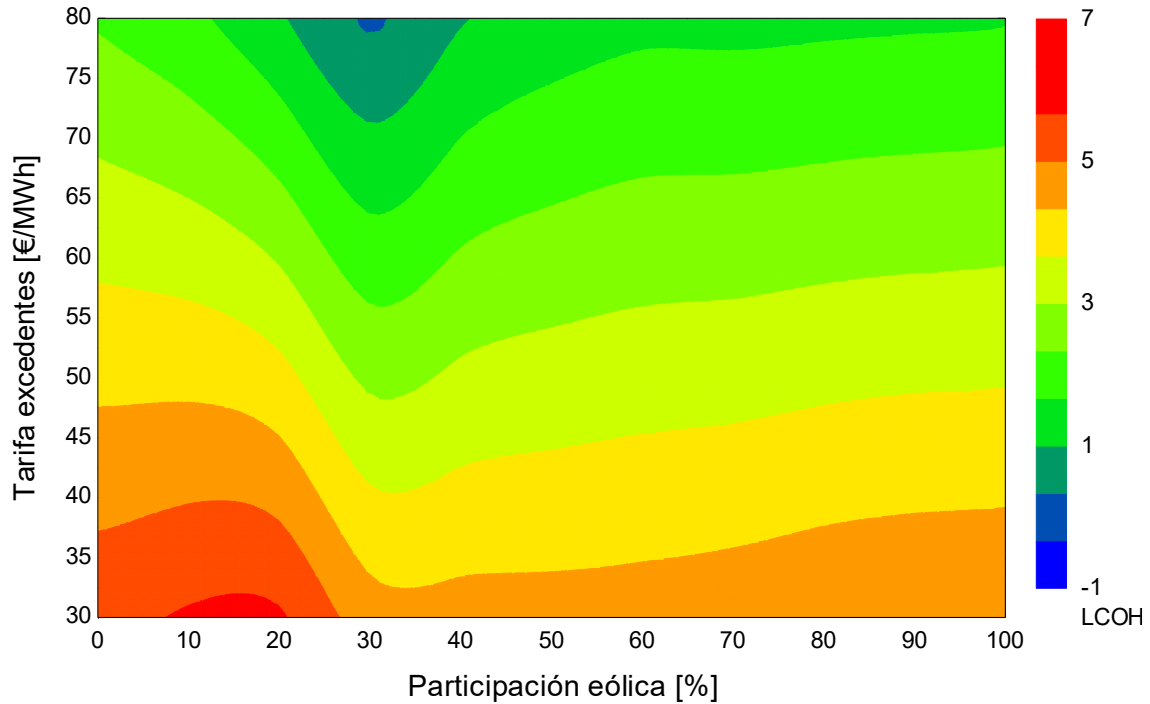


Figura 63: Gráfico $LCOH=f(\text{reparto}, \text{tarifa})$ [$INV = 1000 \text{ €/kW}$]

En términos prácticos, el aumento del coste del equipo empuja el reparto óptimo hacia mayor uso de la eólica, obligando a sobredimensionar el recurso de viento para mantener la utilización del electrolizador y contener el LCOH dentro de niveles competitivos mientras las tarifas de excedente se sitúen en el rango PPA realista.

Una vez determinado que el peso óptimo de la energía eólica se sitúa alrededor del 30%, se analiza la contribución eólica que minimiza el LCOH para cada tarifa de excedentes. La Figura 64 y Figura 65 recogen este análisis:

- La línea negra continua recoge el LCOH mínimo alcanzable para una tarifa de excedentes dada en el modelo híbrido óptimo.
- La línea azul recoge la contribución eólica en el modelo híbrido que minimiza el LCOH para la tarifa de excedentes dada.
- Las líneas discontinuas dan el LCOH obtenido en parques no híbridos (eólico y solar puro), siempre con costes mayores que los conseguidos en el modelo híbrido.

Para la inversión de 1 600 €/kW (Figura 64), la curva negra confirma que la optimización del LCOH se alcanza dentro del rango de tarifas entre 50 y 60 €/MWh, las cuales favorecen una menor participación eólica. La curva azul arranca en torno al 50 % eólico a 30 €/MWh y desciende rápidamente hasta situarse en ≈ 26 % cuando la tarifa roza los 37 €/MWh; el escalón corresponde al paso, en la malla, del reparto de 40 % a 30 %. A partir de ese punto el ajuste es más suave: por cada 5 €/MWh adicionales el LCOH se reduce considerablemente y la proporción eólica se acerca al 26,5 % llegando a los valores más rentables del LCOH. Los modelos extremos se comportan como era de esperar: el fotovoltaico puro permanece siempre por encima del eólico y del híbrido, mientras que el eólico se mantiene entre ambos.

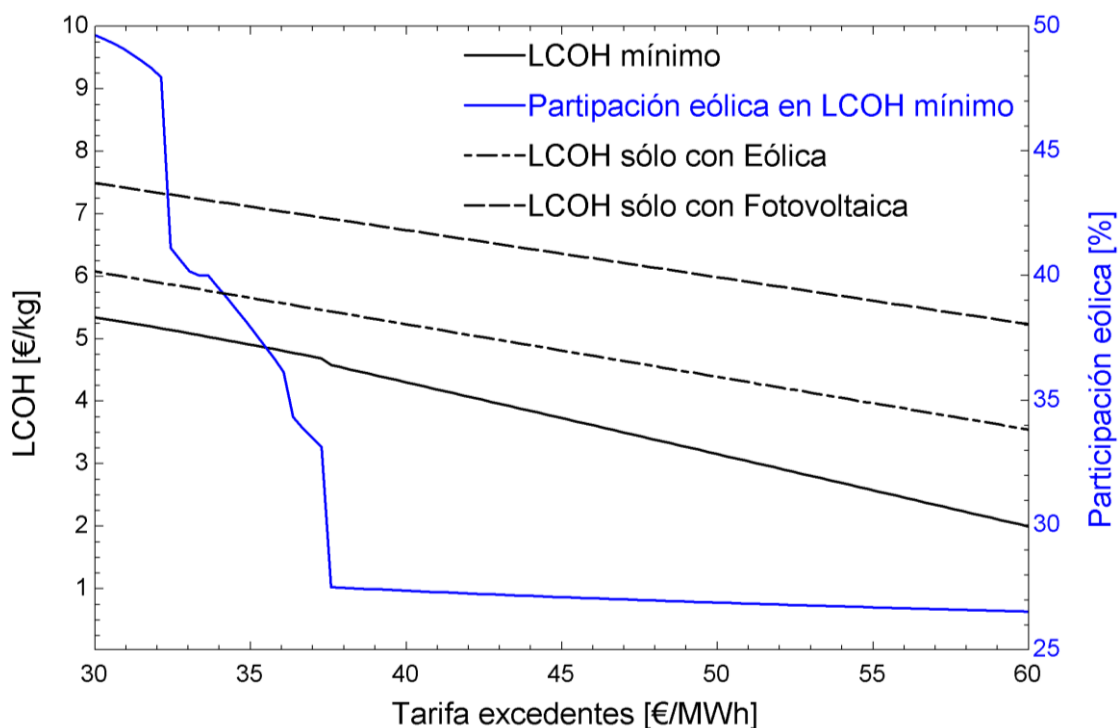


Figura 64: Gráfico LCOH mínimo [INV = 1600 €/kW]

Al rebajar el CAPEX a 1 000 €/kW (Figura 65) la envolvente negra se desplaza hacia abajo casi 1,4 €/kg. El caso fotovoltaico puro permanece por encima de las otras dos curvas en todo el rango realista de tarifas para dicho modelo. Se observa que su curva cruza con la eólica para una tarifa de 52 €/MWh, siendo esto poco realista ya que el valor crítico de

41 €/MWh, utilizado como tarifa de venta en el modelo FV, representa el umbral máximo viable para un PPA solar en España. De hecho, conviene destacar que este valor ya no se ajusta al mercado actual, ya que los precios de los PPA fotovoltaicos se sitúan hoy en torno a los 35 €/MWh según el último informe del Índice de Precios de PPA en Europa de LevelTen Energy (Giorgi, 2025). El eólico puro se sitúa por debajo del FV y superior al híbrido óptimo, cuya ventaja relativa crece a tarifas bajas.

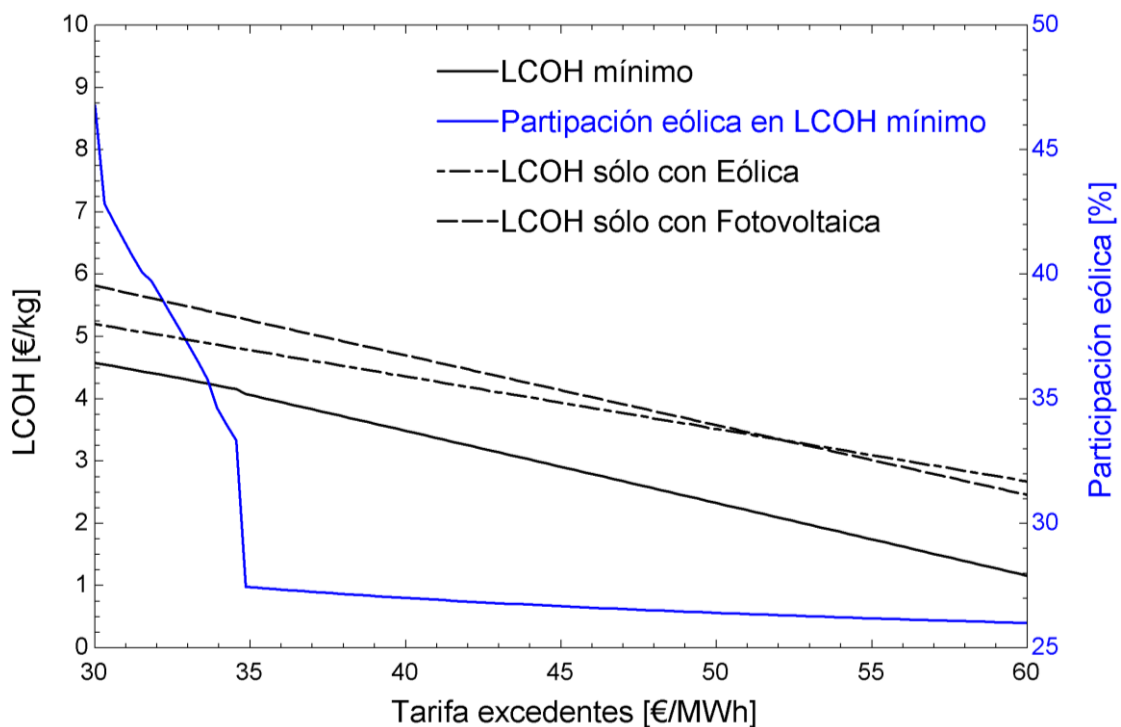


Figura 65: Gráfico LCOH mínimo [INV = 1000 €/kW]

En cuanto al reparto eólico óptimo, este actúa de manera similar al escenario anterior, mostrando que cuanto mejor se paguen los excedentes, menor fracción de viento se necesita para aprovechar las horas del electrolizador. A simple vista, puede apreciarse que el óptimo se encuentra dentro de la misma franja que corresponde a tarifas entre 50 y 60 €/MWh y a un reparto de eólica en torno al $\approx 26\%$.

7.3 ANÁLISIS DE LA TARIFA VS. LCOE

Para validar que los repartos identificados como óptimos son, además de técnicamente idóneos, económicamente viables, es necesario contrastar el LCOH con el coste real de generar los excedentes, es decir, con el LCOE del parque híbrido. El LCOE no es fijo: aumenta conforme crece la participación eólica debido a su mayor inversión. Por ello, el umbral de rentabilidad no lo marca una tarifa de venta arbitraria, sino el punto crítico en que la remuneración de los excedentes iguala al LCOE correspondiente a la mezcla WF/FV considerada. Para capturar este efecto se ha ajustado el modelo de sensibilidad de modo que, para cada fracción eólica, la tarifa aplicada en el cálculo del LCOH se iguale exactamente al LCOE del parque resultante; el procedimiento se basa en la Tabla 16, donde se listan, para el escenario de 1 600 €/kW, la pareja (Tarifa = LCOE, % WF) y el LCOH obtenido.

Tabla 16: Datos $LCOH=f(Tarifa = LCOE, \% WF)$ [INV = 1600 €/kW]

INV = 1600		
Tarifa = LCOE	% WF	LCOH
34,35	0	7,16
35,41	5	7,10
36,36	10	7,01
37,19	15	6,86
37,95	20	6,57
38,62	25	4,61
39,24	30	4,48
39,80	35	4,44
40,31	40	4,42
40,77	45	4,43
41,21	50	4,43
41,61	55	4,44
41,98	60	4,46
42,32	65	4,46
42,64	70	4,48
42,94	75	4,51
43,22	80	4,59
43,48	85	4,68

43,73	90	4,76
43,96	95	4,82
44,18	100	4,88

La Figura 66 muestra, en esencia, el mismo diagrama analizado en el apartado anterior, pero ahora incorpora una segunda curva azul, discontinua, que refleja la participación eólica cuando la tarifa de venta de excedentes se iguala, punto a punto, al LCOE del parque híbrido. De este modo pueden verse de un vistazo los repartos que operan con tarifa $>$ LCOE y aquellos en los que la venta de excedentes se realiza por debajo de su propio coste de generación.

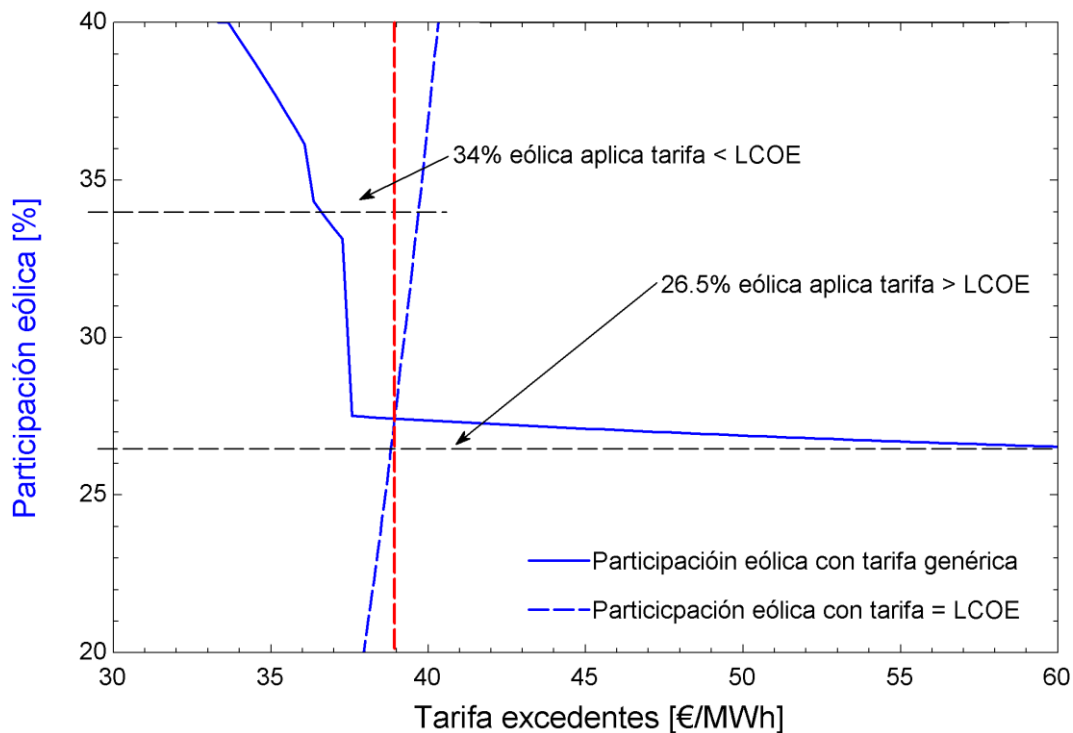


Figura 66: Participación eólica con Tarifa=LCOE [INV = 1600 €/kW]

El punto donde ambas curvas se cortan (marcado por la línea roja vertical en 39 €/MWh) actúa como umbral económico. A la derecha del corte (tarifas $>$ 39 €/MWh) el proyecto vende los excedentes por encima de su coste de generación: por ejemplo, con un reparto

eólico del 26,5 % la simulación de sensibilidad recomienda una tarifa de ≈ 60 €/MWh, mientras que el LCOE del parque híbrido con ese reparto ronda los 39 €/MWh; la planta opera, por tanto, con un margen positivo. A la izquierda del corte ocurre lo contrario: con un reparto del 34 % la tarifa óptima cae a ≈ 36 €/MWh pero el LCOE asociado asciende a ≈ 40 €/MWh, de modo que cada megavatio-hora excedentario se vendería por debajo de su coste y erosionaría la rentabilidad del conjunto. En resumen, el cruce entre ambas curvas delimita la zona en la que la estrategia híbrida no solo minimiza el LCOH, sino que además asegura que la venta de excedentes cubre su propio coste de producción. La Figura 67 muestra ese punto de corte, que se da en 39 €/MWh, y sombrea la región “prohibida”, correspondiente a tarifas inferiores al valor del LCOE.

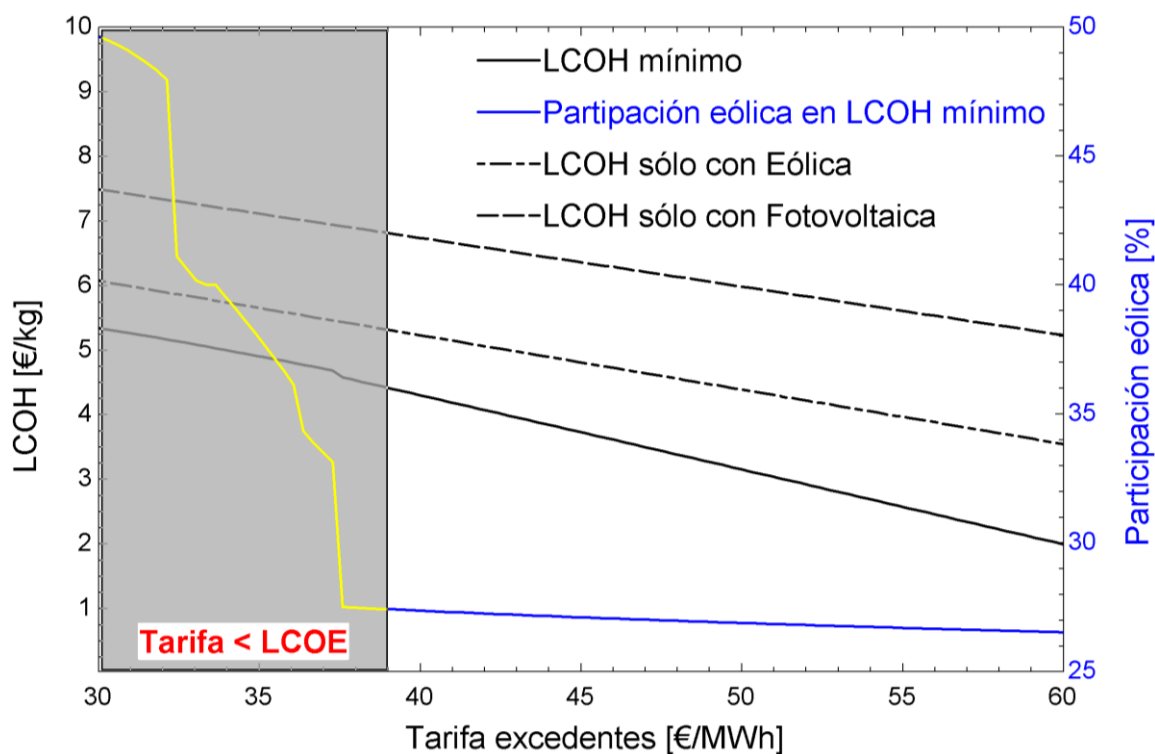


Figura 67: Umbral de rentabilidad de la tarifa [INV = 1600 €/kW]

Tras recorrer la superficie de sensibilidad, filtrar la matriz con la condición tarifa = LCOE y examinar los cortes de rentabilidad, se alcanza por fin el gráfico decisivo mostrado en la Figura 68. Este diagrama permite localizar sin ambigüedad el par reparto–tarifa que

minimiza el coste del hidrógeno y, al mismo tiempo, garantiza que los excedentes se venden exactamente a su propio coste de generación.

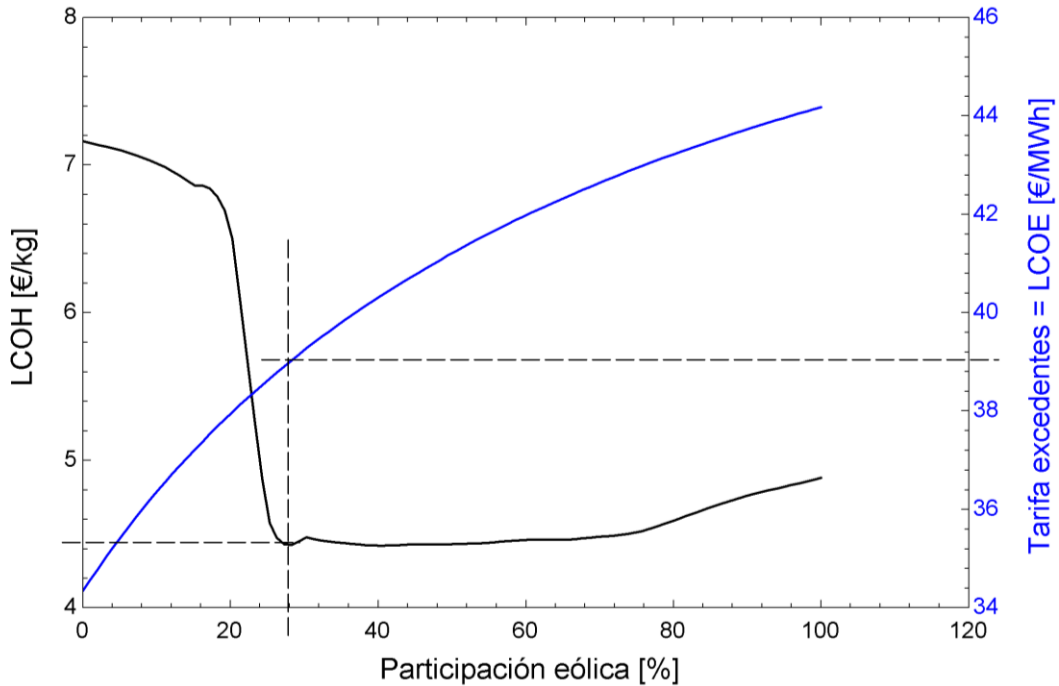


Figura 68: $LCOH=f(Tarifa = LCOE, \% WF)$ [$INV = 1600 \text{ €/kW}$]

La figura sintetiza todo el proceso de sensibilidad y delimita el punto económicamente óptimo del proyecto para $INV = 1\,600 \text{ €/kW}$. La curva azul representa simultáneamente el LCOE del parque híbrido y la tarifa de venta de excedentes utilizada en cada cálculo de LCOH, mostrado este por la curva negra. A medida que crece la participación eólica el LCOE (curva azul) se encarece con rapidez arrancando en 34 €/MWh con $0\% \text{ WF}$ y rozando 45 €/MWh cuando la eólica domina. La curva negra muestra el LCOH resultante al aplicar esa misma tarifa punto a punto. Es importante señalar que esta no representa el LCOH real, ya que se ha calculado utilizando una tarifa igual al LCOE, la cual es inferior a un precio de venta realista. Como resultado, refleja un coste de producción más elevado. No obstante, la curva conserva un patrón coherente y un vértice válido para el análisis. Esta descende con gran pendiente hasta alcanzar un mínimo plano alrededor de $4,1 \text{ €/kg}$ en un reparto eólico

del 26 %; aquí el electrolizador trabaja suficientes horas para diluir el CAPEX, pero el LCOE ($\approx 38,8$ €/MWh) sigue siendo moderado. El carácter del mínimo es ilustrativo:

- Un ligero aumento de participación eólica ($\rightarrow 28-30$ %) apenas varía el LCOH, pero eleva perceptiblemente el LCOE debido al mayor peso de la inversión eólica. Puede decirse que el aumento de la inversión derivada de la mayor penetración eólica compensa la mayor producción de hidrógeno.
- Una ligera disminución de participación eólica (< 25 %) provoca el efecto opuesto: la tarifa cae bruscamente y el LCOH se dispara, debido a que la baja penetración eólica reduce mucho la producción de hidrógeno.

El cruce de ambas respuestas confirma que un 26 % de eólica es la única proporción en la cual el proyecto mantiene simultáneamente un LCOH bajo y un LCOE inferior a 49 €/MWh, rango compatible con PPA eólicos realistas, ya que se puede justificar una venta de excedentes entre 50 y 60 €/MWh, lo cual resultaría en un LCOH alrededor de 2,5 €/MWh. Fuera de ese pasillo la competitividad se deteriora, de modo que el 26 % WF y un LCOE de 38,8 €/MWh emerge como la referencia óptima para el diseño.

Aunque ya no representa la estimación actual del coste de electrolizadores del IBHYX, si analizamos el caso de la inversión de $INV = 1\,000$ €/kW, se observan los mismos patrones, pero con valores de LCOH mucho menores. La Tabla 17 muestra la pareja (Tarifa = LCOE, % WF) y el LCOH obtenido para este escenario.

Tabla 17: Datos $LCOH=f(Tarifa = LCOE, \% WF)$ [$INV = 1000$ €/kW]

INV = 1000		
Tarifa = LCOE	% WF	LCOH
34,35	0	5,22
35,41	5	5,20
36,36	10	5,17
37,19	15	5,09
37,95	20	4,93

38,62	25	3,72
39,24	30	3,65
39,80	35	3,64
40,31	40	3,64
40,77	45	3,66
41,21	50	3,67
41,61	55	3,68
41,98	60	3,7
42,32	65	3,71
42,64	70	3,71
42,94	75	3,74
43,22	80	3,81
43,48	85	3,87
43,73	90	3,92
43,96	95	3,96
44,18	100	4,01

La Figura 69 presenta el mismo diagrama elaborado para 1 600 €/kW, ahora con la matriz de costes de 1 000 €/kW. El cruce de ambas, justo antes de 39 €/MWh (línea roja), fija el umbral de rentabilidad: a la derecha de esa intersección los excedentes se venden por encima de su coste de generación, mientras que a la izquierda ocurre lo contrario.

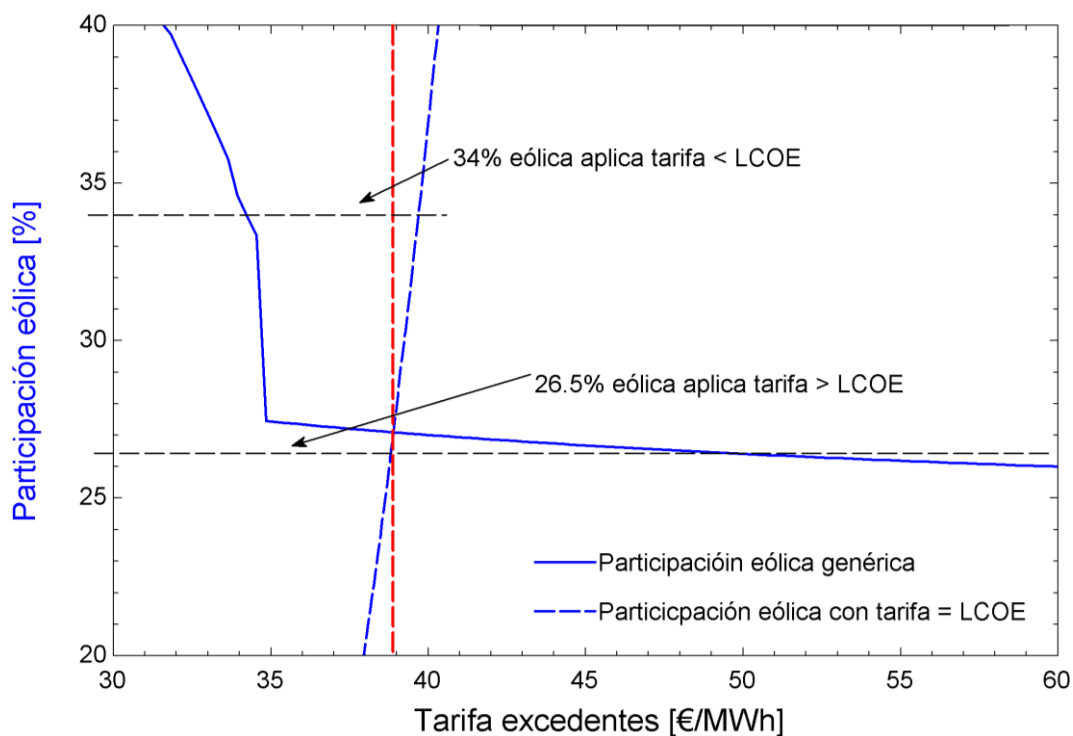


Figura 69: Participación eólica con Tarifa=LCOE [INV = 1000 €/kW]

La Figura 70 ofrece la misma lectura anterior con la región “no-rentable” sombreada. Con tarifas entre 30-39 €/MWh la curva azul exige porcentajes eólicos crecientes, que elevan el LCOE, mientras la venta sigue mal pagada, de modo que el proyecto queda fuera de margen. El sector rentable aparece una vez superado 39 €/MWh, punto a partir del cual la combinación WF/FV recomendada por el modelo genera excedentes a un coste inferior al precio de venta.

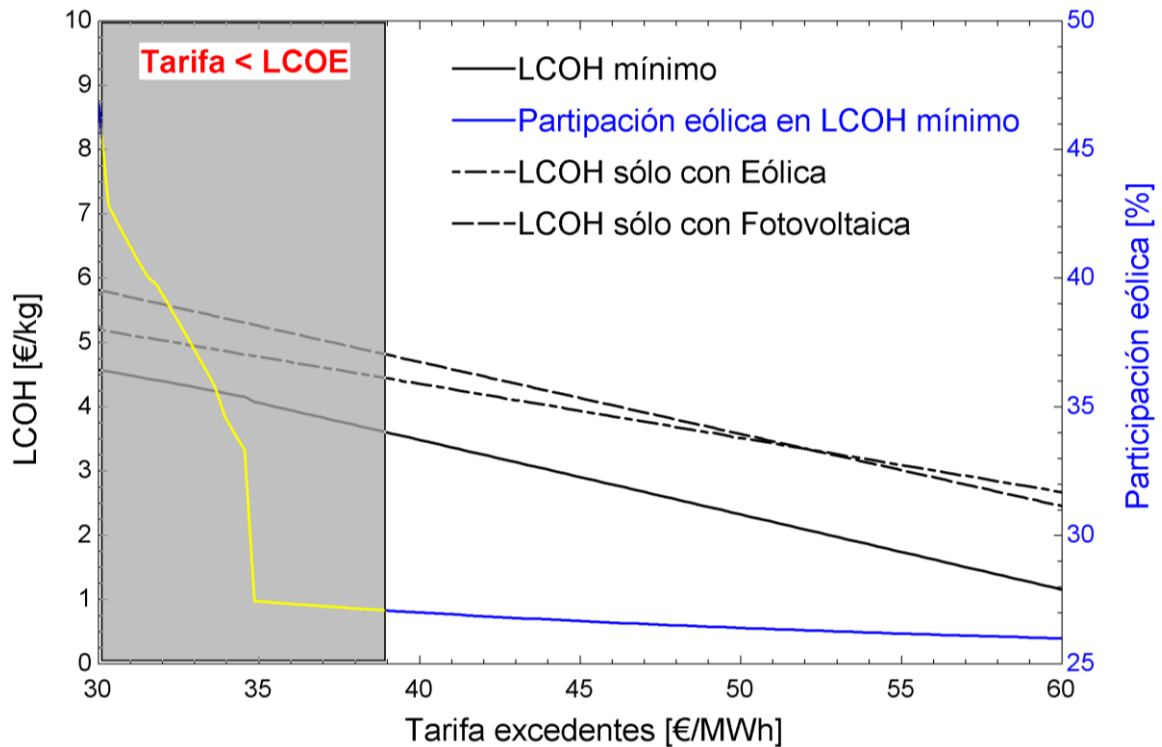


Figura 70: Umbral de rentabilidad de la tarifa [$INV = 1000 \text{ €/kW}$]

La Figura 71 resume la sensibilidad para $INV = 1\,000 \text{ €/kW}$ mostrando, en el eje derecho, cómo la tarifa de venta igual al LCOE del parque crece de 34 €/MWh cuando no hay participación eólica a 44 €/MWh cuando la eólica domina, mientras que, en el eje izquierdo, la curva negra ilustra el LCOH calculado con esa tarifa: al aumentar la participación eólica el coste del hidrógeno cae en picado hasta describir un mínimo prácticamente plano de $\approx 3,6 \text{ €/kg}$ en torno al $26 \text{ \% WF}$, punto en el que el electrolizador dispone de suficientes horas para amortizarse y el LCOE ($\sim 39 \text{ €/MWh}$) sigue dentro de un PPA eólico razonable; por encima de $\sim 26 \text{ \% WF}$ el LCOH apenas varía, pero el LCOE se encarece rápidamente, mientras que por debajo de $\sim 26 \text{ \% WF}$ la tarifa (al estar vinculada al LCOE) se desploma y el LCOH se dispara porque los ingresos por excedentes dejan de cubrir costes. El diagrama confirma así que la ventana óptima, al igual que en el caso de la $INV = 1\,600 \text{ €/kW}$, se estrecha alrededor de un $26 \text{ \%}$ de eólica y un LCOE de $\sim 39 \text{ €/MWh}$.

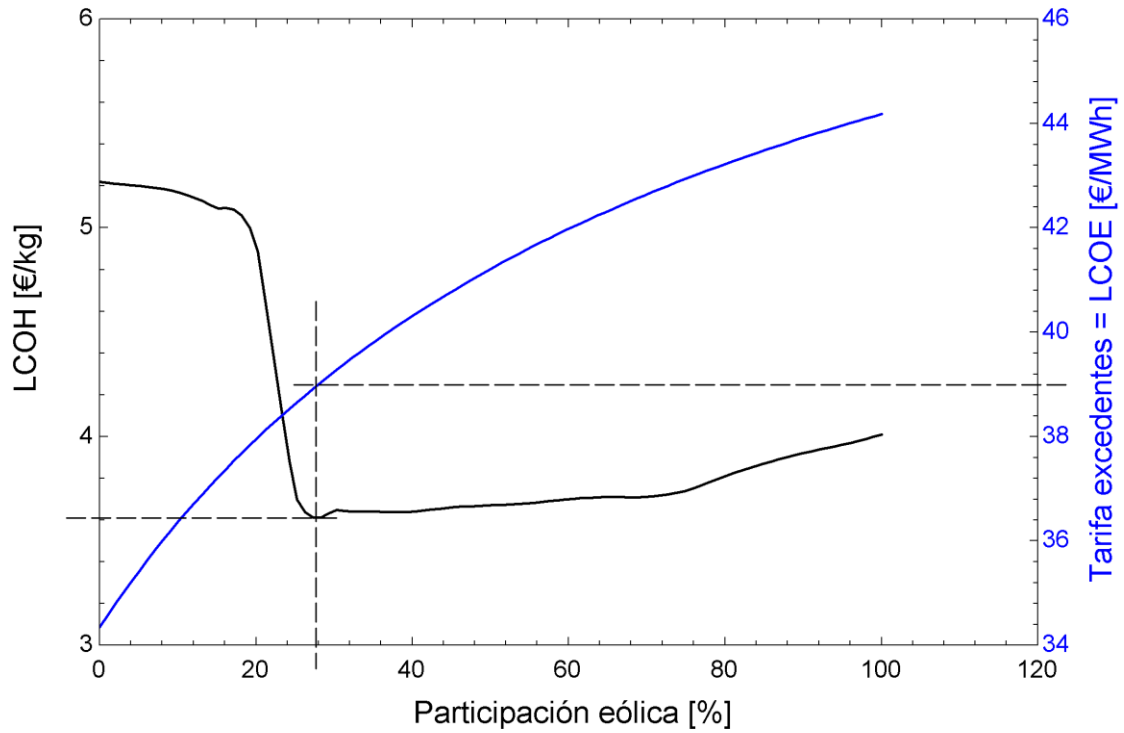


Figura 71: $LCOH = f(\text{Tarifa} = LCOE, \% WF)$ [INV = 1000 €/kW]

7.4 TARIFA DE VENTA FINAL

Una vez delimitado el punto técnico óptimo, el último paso es traducir ese hallazgo a una estrategia comercial realista. Para ello es imprescindible anclar la tarifa de los excedentes a un precio de mercado creíble.

La Figura 72 compara la curva monótona de los excedentes horarios (en azul) con la curva monótona de un parque eólico puro (en naranja). Ambas presentan la misma forma decreciente típica de la generación eólica. De hecho, la curva de excedentes domina ligeramente a la eólica a lo largo de todo el eje de horas, lo que indica que el híbrido aporta una producción más firme. Esta similitud justifica comercializar los excedentes bajo un PPA de tipo eólico y, en consecuencia, valorar la energía a los precios que actualmente pagan los compradores por perfiles de viento. Además, al estar la curva de excedentes ligeramente por encima de la producción eólica pura durante la mayor parte del año, se podría justificar un precio de venta superior y seguir siendo atractivo de cara al comprador.

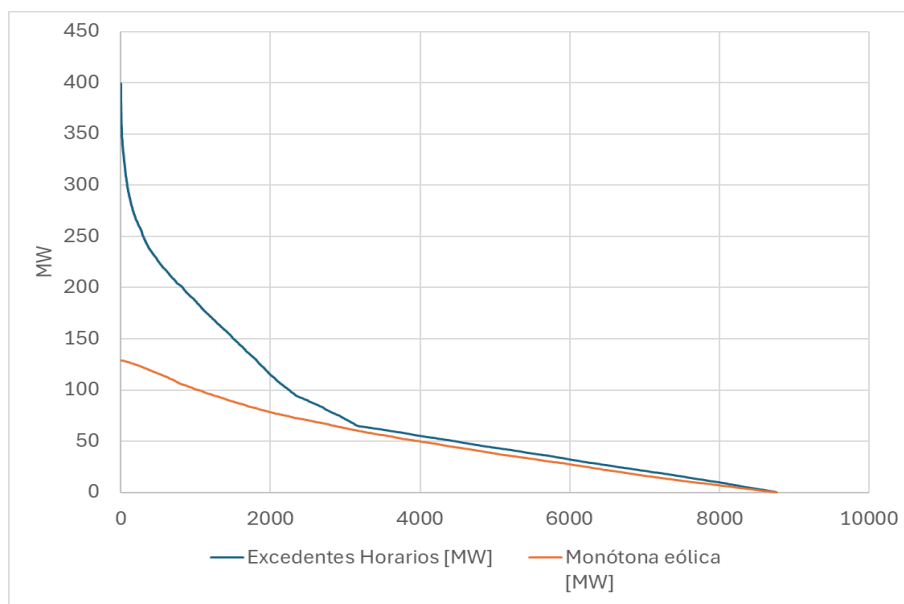


Figura 72: Curva monótona de excedentes

La Tabla 18 recoge las ofertas de PPA eólico para el primer trimestre de 2025. En España se sitúan en 57 €/MWh, un valor intermedio dentro del mercado europeo y con ligera tendencia al alza (+5,6 % trimestral). Por tanto, se ha tomado 60 €/MWh como precio de tarifa de venta de excedentes, ya que resulta razonable para un perfil híbrido cuya curva de producción es más firme que la de un parque eólico puro. Esta tarifa cumple un doble objetivo:

- **Realismo contractual:** refleja una transacción plausible para un *off-taker* industrial en el contexto español actual.
- **Competitividad del proyecto:** al no usar la parte alta de la horquilla de PPA, se muestra que la planta es rentable sin necesitar precios especialmente favorables, lo que la hace más atractiva frente a alternativas renovables.

Tabla 18: Índice de PPA eólico 2025 (Roca R, 2025)

Precios de ofertas de PPA Eólico P25 por país:

Índice	Precio Q1 2025	Cambio Euro Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Euro Interanual, Q1 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Interanual, Q1 2024 a Q1 2025
Finlandia	46,00 €	0,10 €	0,2%	-	-
Polonia	95,00 €	0,50 €	0,5%	-4,25 €	-4,3%
España	57,00 €	3,00 €	5,6%	0,62 €	1,1%
Suecia	45,00 €	-1,25 €	-2,7%	-	-

Para analizar el efecto de la tarifa elegida y de los ingresos por excedentes en la rentabilidad del modelo híbrido, la Figura 73 muestra los resultados del escenario actual de inversión (1 600 €/kW), representando tres curvas:

- **Azul (LCOE):** coste nivelado de la electricidad del parque híbrido en función de la participación eólica.
- **Negra (LCOH, tarifa = LCOE):** coste del hidrógeno cuando los excedentes se venden exactamente al LCOE, es decir, sin margen adicional.

- **Roja (LCOH, tarifa = 60 €/MWh):** coste del hidrógeno cuando la venta se realiza al precio fijado de 60 €/MWh.

Con la tarifa igualada al LCOE (curva negra), el LCOH desciende hasta unos 4,15 €/kg en su mínimo, que se sitúa alrededor del 26 % de participación eólica. Al aplicar la tarifa de 60 €/MWh, la curva roja se desplaza claramente por debajo de la negra en todo el rango, reflejando el beneficio adicional que aporta el mayor precio de venta. Este ingreso extra adelanta la amortización del electrolizador y corrige el óptimo hacia participaciones algo menores de viento: el nuevo mínimo se alcanza en 25,5 % WF con un LCOH de 2,07 €/kg. En ese punto el proyecto combina un LCOE cercano a 39 €/MWh con la citada tarifa de 60 €/MWh, logrando así un margen suficiente para competir con el hidrógeno gris y conservar holgura frente a posibles aumentos de costes operativos o variaciones de mercado.

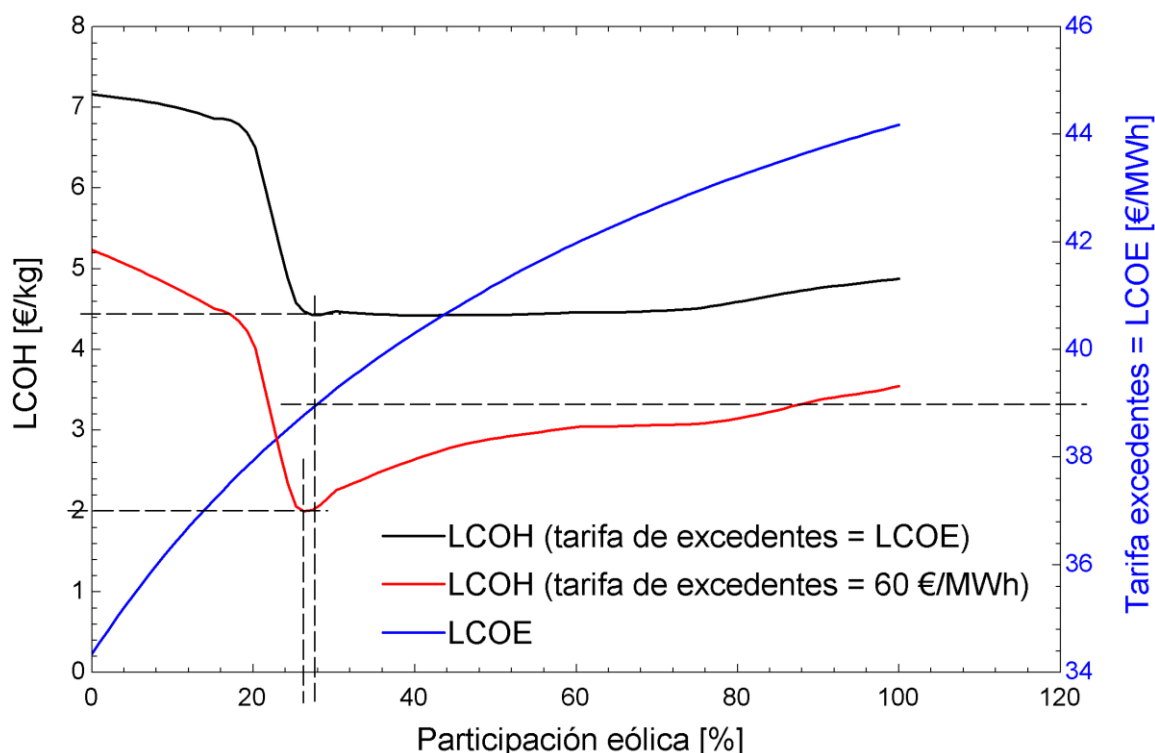


Figura 73: Punto óptimo [INV = 1600 €/kW]

Para el escenario con $INV = 1\,000\text{ €/kW}$ se repite el ejercicio con la misma tarifa de venta de excedentes, 60 €/MWh , valor plenamente respaldado por la banda alta de los PPA eólicos recientes y por la firmeza adicional que ofrece el perfil híbrido. La Figura 74 muestra como la reducción del CAPEX desplaza ambas curvas de LCOH hacia abajo. Con tarifa igual a LCOE, el mínimo de la curva negra queda en $3,6\text{ €/kg}$ cerca del 26% eólico. Al aplicar la tarifa de 60 €/MWh , la curva roja cae claramente por debajo y alcanza su punto más bajo con sólo 25% de participación eólica, donde el LCOH se reduce hasta $1,19\text{ €/kg}$. Este descenso refleja el doble beneficio de un CAPEX menor y un ingreso por excedentes más alto. Además, la ligera caída del óptimo desde 25,5 % a 25 % confirma que, cuanto más atractiva resulta la venta de excedentes, menos participación eólica se necesita para amortizar el electrolizador y, por tanto, se libera potencia FV adicional que mantiene el LCOE controlado.

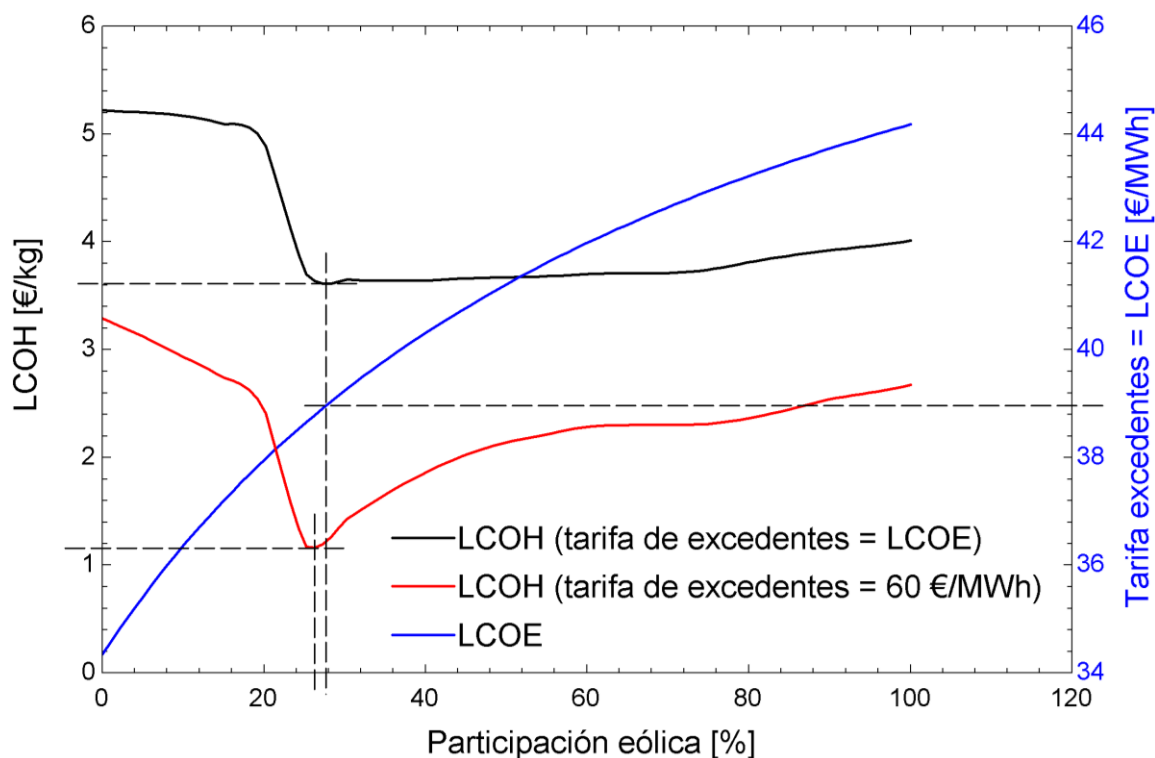


Figura 74: Punto óptimo [INV = 1000 €/kW]

En síntesis, la tarifa de 60 €/MWh se apoya en la forma eólica del excedente, se alinea con los precios de mercado actuales y permite mostrar que el modelo híbrido alcanza un LCOH muy competitivo y deja un margen holgado respecto a los umbrales de paridad con el hidrógeno de origen fósil.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

La motivación de este trabajo arranca de un desajuste económico todavía inviable en el mercado mundial de hidrógeno. El indicador peninsular IBHYX se sitúa hoy en 5,95 €/kg para el hidrógeno renovable, mientras que el hidrógeno gris se mueve en la franja de 1-2 €/kg (MIBGAS, 2024). Esa brecha, combinada con una infraestructura incipiente (tuberías H₂-ready, almacenamiento a gran escala, centros de demanda concentrados), explica que el 95 % de la producción global siga siendo fósil. Sin redes, sin *off-takers* consolidados y con un coste casi triple, el hidrógeno verde adolece de credenciales comerciales sólidas.

La buena noticia es que el panorama está evolucionando con rapidez. En la última década el LCOE se ha desplomado un 39 % en eólica terrestre y más de un 80 % en fotovoltaica, llevando el coste mayorista de electricidad renovable español a la horquilla 25-45 €/MWh. Paralelamente, el CAPEX de los electrolizadores ha bajado cerca de un 35 % desde 2015 y los escenarios de aprendizaje apuntan a cifras próximas a 1 000 €/kW antes de 2030 (Agencia Internacional de la Energía, 2022). Dicho de otro modo: el componente eléctrico, que llega a suponer tres cuartas partes del LCOH, ya es mucho más barato que hace diez años y el equipo clave está entrando en su curva de escala.

Estos cambios redefinen la pregunta central. Ya no se trata de si el hidrógeno renovable será algún día competitivo, sino dónde, con qué mezcla de recursos y bajo qué estructura comercial puede empezar a acercarse al gris. Esa es la lente con la que se ha examinado todo el proyecto: modelar escenarios singulares FV y WF, identificar un emplazamiento óptimo (Burgos) y, sobre todo, demostrar que la cogeneración FV-WF combinada con la venta de excedentes abre una ventana de rentabilidad tangible.

El proyecto toma como punto de partida las experiencias pioneras que están marcando la hoja de ruta del hidrógeno en España. Entre ellas destaca Catalina, un complejo eólico-solar-electrolizador de Teruel que inspira la filosofía de “generar-in situ-consumir”: combinar

recursos complementarios, maximizar las horas del electrolizador y vender los excedentes bajo un PPA renovable competitivo. Esa misma lógica se reinterpreta aquí con datos peninsulares actualizados y se contrasta con la referencia académica de la *Integración de la producción para reducir el LCOH del hidrógeno verde (actualización según el IBHYX)* (Linares, 2024), cuyo análisis paramétrico subrayaba que el coste horario de la electricidad es un factor dominante en el LCOH y que la presencia eólica resulta crítica para no sobredimensionar la planta solar ni infrautilizar el electrolizador.

Con el método y los supuestos definidos, se resolvieron varios emplazamientos peninsulares, cargando para cada uno series horarias completas de producción solar y eólica. El modelo ha permitido modificar especificaciones y observar al instante cómo variaban los resultados en cada esquema.

El contraste entre los modelos individuales dejó claro, desde el primer momento, cuál era la principal palanca de competitividad. El parque eólico en Burgos alcanzó un LCOH de 4,30 €/kg, es decir, dos euros por debajo del mejor emplazamiento fotovoltaico, Madrid, con 6,74 €/kg. Esta diferencia se explica por las 5 500 horas equivalentes de eólica, que permiten diluir la inversión del electrolizador, frente a las 2 300 horas solares, que reparten esa misma inversión sobre un volumen mucho menor de hidrógeno, elevando así el CAPEX unitario. En contraposición, la electricidad fotovoltaica es sensiblemente más barata que la eólica, lo que hace que el componente energético juegue a favor de la solar. La cuestión, por tanto, es qué penalización pesa más en el balance: la derivada de una menor utilización del equipo o la de un coste energético más elevado. Precisamente esta duda motiva el desarrollo de un modelo de cogeneración, que permita combinar ambas fuentes renovables y evaluar si una estrategia híbrida puede equilibrar esas dos limitaciones, maximizando las horas de operación del electrolizador sin renunciar a una electricidad competitiva. La clave es que Burgos, aun sin ser el punto fotovoltaico más barato (se queda a solo 0,38 €/kg del mejor emplazamiento solar) ofrece un recurso FV lo bastante estable para complementar un viento que, por sí solo, ya sienta las bases de la rentabilidad.

En el tramo dedicado al modelo híbrido se pasó de la teoría de la complementariedad a la práctica: sobre la hoja de cálculo, configurada inicialmente con un reparto base 50 % FV / 50 % WF, se sumaron hora a hora las dos series de potencia y se reconstruyó toda la lógica del caso singular (curva monótona, producción de H₂, excedentes, desglose de costes). Ese simple ejercicio visualizó, de un solo golpe, la ventaja estructural de la hibridación: la curva resultante comprimía los “valles” diurnos de la eólica y rellenaba los huecos invernales de la solar, llevando la utilización del electrolizador por encima de 6 000 h/año. El impacto en costes fue inmediato. Con una potencia pico total de 500 MW y el CAPEX de mercado de 1 600 €/kW, el LCOH híbrido preliminar cayó a $\approx 2,8$ €/kg, es decir, un 30 % por debajo del mejor modelo individual y más de la mitad del valor IBHYX de referencia.

Tras constatar que la coproducción eólico-fotovoltaica reduce el LCOH frente a los modelos singulares, se buscó identificar el conjunto de condiciones que permiten alcanzar el coste mínimo posible de producción de hidrógeno. El análisis se articuló en torno a tres variables: el CAPEX del electrolizador, la tarifa de venta de excedentes y el reparto entre generación eólica y fotovoltaica. En cuanto a la inversión, se contemplaron dos escenarios: uno optimista de 1 000 €/kW, valor empleado por IRENA en 2020 antes del estallido de las tensiones geopolíticas, y otro actual de 1 600 €/kW, que refleja el nuevo nivel de precios consolidado tras el conflicto en Ucrania y el encarecimiento de los equipos electroquímicos.

A partir de estas hipótesis, se construyó un barrido sistemático que generó superficies de LCOH en función del reparto renovable y de la tarifa de venta. El resultado fue un conjunto de gráficos que permiten localizar con precisión los valles de mínimo coste. En el caso actual (INV = 1 600 €/kW), el modelo apunta a una fracción eólica óptima de entorno al 25,5 %, con tarifas de venta de excedentes situadas en 60 €/MWh. Esta combinación da lugar a un LCOH de aproximadamente 2 €/kg (muy inferior al índice IBHYX de 5,95 €/kg) y, lo más importante, garantiza que los excedentes se comercialicen por encima de su coste de generación, dado que el LCOE del parque híbrido correspondiente a ese reparto ronda los 39 €/MWh. Por tanto, se trata de un punto de operación no solo técnicamente eficiente, sino también económicamente viable.

Si se considera el escenario optimista de reducción de CAPEX ($INV = 1\,000\text{ €/kW}$), el mismo esquema híbrido permite alcanzar un LCOH aún más bajo, en torno a $1,2\text{ €/kg}$, manteniendo condiciones similares de reparto y tarifa. Aunque esta inversión ya no representa la realidad actual, sí constituye una referencia válida a medio plazo, y permite estimar el potencial de abaratamiento que se podría conseguir si se cumple la senda de reducción de costes proyectada para 2030.

El precio de venta de los excedentes se ancla a un valor de 60 €/MWh , seleccionado no solo por su encaje técnico en los gráficos de sensibilidad, sino también por su coherencia con los contratos PPA eólicos firmados en España en 2025. Además, la forma horaria de los excedentes generados por el modelo híbrido guarda gran similitud con la de un parque eólico puro, lo que justifica su comercialización bajo condiciones contractuales similares. Esto refuerza la credibilidad del modelo y demuestra que no se requiere un precio excepcionalmente alto para garantizar su rentabilidad.

Para que el modelo híbrido pase de ser técnicamente sólido a financieramente bancable resulta esencial implantar la planta dentro de un valle de hidrógeno o *hub* industrial. En estos clústeres coexisten producción, almacenamiento y consumo de H_2 , de modo que los excedentes eléctricos y el propio hidrógeno encuentran compradores firmes mediante contratos de offtake a largo plazo. Esta demanda cautiva evita depender del mercado spot eléctrico (ya saturado por picos renovables) y estabiliza los ingresos, condición imprescindible cuando el proyecto se apoya en una tarifa fija de venta de excedentes.

Además, el valle aporta sinergias logísticas que reducen tanto CAPEX como OPEX: infraestructuras H_2 -ready compartidas, sistemas de compresión y almacenamiento a escala, y la posibilidad de valorizar el calor residual en procesos industriales o redes de distrito cercanas. Al distribuir costes fijos entre varios usuarios y elevar los factores de utilización, el valle de hidrógeno diluye la inversión específica por kilogramo producido y rebaja los costes operativos marginales, reforzando la competitividad frente a proyectos aislados.

Por último, la concentración de off-takers facilita el acceso a financiación, pues los flujos de caja quedan anclados a contratos de compra estables que mitigan el riesgo de precio. En consecuencia, la localización en un valle de hidrógeno deja de ser un complemento deseable para convertirse en un requisito estratégico: sin una base de demanda local que absorba electricidad e hidrógeno, los márgenes identificados por el modelo perderían solidez y el proyecto difícilmente alcanzaría la rentabilidad proyectada.

En conjunto, los resultados del estudio de sensibilidad permiten afirmar que el modelo híbrido, correctamente dimensionado y situado en un entorno competitivo, puede alcanzar costes de hidrógeno verde significativamente por debajo del umbral de competitividad frente al hidrógeno gris. La clave reside en encontrar un reparto que maximice las horas de funcionamiento del electrolizador y, al mismo tiempo, mantenga el coste del parque en valores compatibles con el precio de venta de los excedentes. Esta franja óptima, centrada en repartos con un 25–30 % de eólica y tarifas de entre 50 y 60 €/MWh, constituye una guía valiosa para el diseño de proyectos reales. Así, el presente trabajo demuestra que, con un diseño riguroso y una integración estratégica del recurso renovable, es posible producir hidrógeno verde bajo condiciones reales de mercado y sin depender de subsidios. Aplicando una lógica de cogeneración respaldada por un análisis de sensibilidad sólido, se ha delineado una hoja de ruta clara para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, donde el hidrógeno verde deje de ser una promesa futura y se consolide como una alternativa competitiva, viable e inmediata frente al hidrógeno de origen fósil.

Capítulo 9. REFERENCIAS

Agencia Internacional de la Energía. (2022). *Global Hydrogen Review*. Obtenido de Energy Partnership:

https://energypartnership.mx/fileadmin/mexico/media_elements/Hidrogeno_AE_Tomo_I.pdf

Alcalde, S. (3 de Enero de 2023). *Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como combustible alternativo*. Obtenido de National Geographic España:

https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo_14897

AleaSoft Energy Forecasting. (2022). *La caída del LCOE de las energías renovables en la última década impulsa la transición energética*. Obtenido de AleaSoft Energy Forecasting.: <https://aleasoft.com/es/caida-lcoe-energias-renovables-ultima-decada-impulsa-transicion-energetica/>

ARENA. (2017). *KENNEDY ENERGY PARK KNOWLEDGE SHARING (FINCLOSE REPORT)*. Queensland: Australian Renewable Energy Agency.

Badía, C. F.-B. (2005). *Energética de Hidrógeno*. Sevilla: Escuela Superior de Ingenieros Universidad de Sevilla.

Bárcena, A., & Prado, A. (Mayo de 2016). *Agenda 2030 y los Objetivo*. Obtenido de Naciones Unidas: <https://www.cedhnl.org.mx/bs/vih/secciones/planes-y-programas/Agenda-2030-y-los-ODS.pdf>

Cabello, L. (1 de Febrero de 2022). *Catalina producirá hidrógeno y amoníaco verde a gran escala en España*. Obtenido de PV Magazine: <https://www.pv-magazine.es/2022/02/01/catalina-producira-hidrogeno-y-amoniaco-verde-a-gran->

escala-en-

espana/#:~:text=inicio%20la%20construcci%C3%B3n%20a%20finales,de%20amo
n%C3%ADaco%20verde%20al%20a%C3%B1o

Catalina. (s.f.). *CATALINA - HIDRÓGENO VERDE PARA ESPAÑA Y EUROPA*. Obtenido de Catalina: <https://catalinaptx.com/es/inicio/>

Domínguez Martín, M. (2024). *Hibridación de energías renovables para producción de hidrógeno verde*. Madrid.

Enagas. (5 de Mayo de 2022). *Valles de hidrógeno: una visión local para un impacto global*. Obtenido de Good New Energy: <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/valles-de-hidrogeno-una-vision-local-para-un-impacto-global/>

Enlight. (Junio de 2022). *Hidrógeno verde con energía solar: Alto potencial de desarrollo y bajos costos*. Obtenido de Enlight: <https://www.enlight.mx/blog/hidrogeno-verde-con-energia-solar-alto-potencial-de-desarrollo-y-bajos-costos>

ER. (2 de Febrero de 2022). *El proyecto Catalina producirá hidrógeno y amoníaco verde entre Aragón a Valencia*. Obtenido de Energías Renovables: El periodismo de las energías limpias: <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/el-proyecto-catalina-producira-hidrogeno-y-amoniaco-20220202>

European Hydrogen Observatory. (2024). *Levelised Cost of Hydrogen Calculator*. Obtenido de European Hydrogen Observatory: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>

Foro Nuclear. (5 de Marzo de 2024). *CURVAS MONÓTONAS. APORTACIÓN HORARIA Y NÚMERO DE HORAS POR TECNOLOGÍAS Y OTROS SUMINISTROS A LA RED, EN 2023 EN SISTEMA PENINSULAR*. Obtenido de <https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/energia2024/cap.2/02.11.htm>

- Fortin, P. (26 de Enero de 2025). *How to reduce the costs of green hydrogen production?* Obtenido de SINTEF: <https://blog.sintef.com/industry/how-to-reduce-the-costs-of-green-hydrogen-production/>
- Giorgi, M. (31 de Marzo de 2025). *PPA solares sin firmas y eólica sin oferta: el mercado renovable en España entra en zona de desequilibrio*. Obtenido de Energía Estratégica España: <https://energiaestrategica.es/ppa-solar-y-eolica-en-espana/#>
- IEA. (19 de Mayo de 2025). *Global low-emissions hydrogen production and COP28 pathway*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-low-emissions-hydrogen-production-and-cop28-pathway-2030>
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi.
- Linares Hurtado, J. I. (Noviembre de 2020). Obtenido de https://www.abc.es/economia/abci-jose-ignacio-linares-hurtado-oportunidad-hidrogeno-verde-espana-202011290148_noticia.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.abc.es%2Feconomia%2Fabci-jose-ignacio-linares-hurtado-oportunidad-hidrogeno-verde-espana-202011290148_noticia.
- Linares Hurtado, J. I. (31 de Mayo de 2024). *Integración de la producción para reducir el LCOH del hidrógeno verde*. Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/integraci%25C3%25B3n-de-la-producci%25C3%25B3n-para-reducir-el-lcoh-del-jos%25C3%25A9-ignacio-iieof/?trackingId=w4gkMdBuReiE8nvdoER0jQ%3D%3D>
- Linares Hurtado, J. I. (30 de Diciembre de 2024). *Integración de la producción para reducir el LCOH del hidrógeno verde (actualización según el IBHYX)*. Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/integraci%25C3%25B3n-de-la->

producci%25C3%25B3n-para-reducir-el-lcoh-del-jos%25C3%25A9-ignacio-
r2qyf/?trackingId=WuLDOQQCTIqDCwsL2StJ3w%3D%3D

Linares Hurtado, J. I., & Moratilla Soria, B. Y. (2007). *El hidrógeno y la Energía*. Asociación Nacional de Ingenieros de ICAI.

Linares Hurtado, J. I., Arenas Pinilla, E. M., & Mas, U. (2024). *Techno-economic Feasibility Assessment of a Biomass Cogeneration Plan Based on an Organic Rankine Cycle*.

López de Benito, J. (9 de Febrero de 2024). *Proyecto Catalina, el megaproyecto de producción de hidrógeno en Aragón*. Obtenido de Hidógeno Verde: <https://hidrogeno-verde.es/proyecto-catalina-hidrogeno-verde-aragon/>

MIBGAS. (2024). *Índice MIBGAS IBHYX*. Obtenido de MIBGAS - Green Energy: <https://greenenergy.mibgas.es/>

Ormazabal. (2025). *Hidrógeno verde , ¿qué es?* Obtenido de Ormazabal Velatia: <https://www.ormazabal.com/hidrogeno-verde-que-es/>

PwC & World Energy Council. (2022). *Green hydrogen economy - predicted development of tomorrow*: PwC. PwC.

Renewables.ninja. (2025). *Wind Power*. Obtenido de Renewables.ninja: <https://www.renewables.ninja/>

Roca, J. A. (02 de Noviembre de 2022). *El papel del hidrógeno en un futuro cero neto en cinco gráficos*. Obtenido de El Periódico de la Energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/hidrogeno-futuro-cero-neto-cinco-graficos/>

Roca, R. (12 de Mayo de 2025). *La eólica incrementa su rentabilidad en España mientras la solar sigue ofreciendo los PPA más baratos*. Obtenido de El Periódico de la Energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-incrementa-su-rentabilidad-en-espana-mientras-la-solar-sigue-ofreciendo-los-ppa-mas-baratos/>

Ruiz, M. (Marzo de 2021). *El hidrógeno en las calderas a gas, el futuro de la calefacción.*

Obtenido de Interempresas:
<https://www.interempresas.net/Climatizacion/Articulos/346498-El-hidrogeno-en-las-calderas-a-gas-el-futuro-de-la-calefaccion.html>

The Joint Research Centre: EU Science Hub. (2025). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Obtenido de The Joint Research Centre: EU Science Hub: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

University of Michigan Center for Sustainable Systems. (2024). *Hydrogen Factsheet*. University of Michigan.

ANEXO I: ODS

El modelo híbrido de producción de hidrógeno verde desarrollado en este TFG se enmarca directamente en el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”, cuyo propósito es aumentar de forma significativa la cuota de energías renovables en el mix energético mundial y garantizar el acceso a servicios modernos, fiables y sostenibles. El parque FV-WF diseñado convierte la radiación solar y el recurso eólico de Burgos en electricidad libre de emisiones; al emplear esa electricidad in situ para accionar un electrolizador, el proyecto evita las ineficiencias del transporte eléctrico y la dependencia de combustibles fósiles, acercando la producción de H₂ a sectores difíciles de descarbonizar (fertilizantes, procesos térmicos o movilidad pesada). Además, al dimensionar la instalación para maximizar las horas útiles del electrolizador y reducir el LCOH, se avanza en la meta 7.3 (duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética) al utilizar de manera óptima cada kilovatio-hora renovable para generar combustible limpio (Bárcena & Prado, 2016).

Esta orientación contribuye de forma decisiva al ODS 13 “Acción por el clima”, cuya meta 13.2 insta a integrar medidas de mitigación en las políticas nacionales. El hidrógeno renovable sustituye fuentes convencionales basadas en gas natural (vía reformado con vapor) y recorta las emisiones de CO₂ de alcance 1 y 2 asociadas a la producción industrial de H₂. El proyecto demuestra, además, la resiliencia de los sistemas híbridos frente a la variabilidad climática: la complementariedad temporal de la energía solar y eólica suaviza la curva de potencia y reduce la necesidad de sobredimensionar equipos o recurrir a respaldos fósiles, alineándose con la meta 13.1 de fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima (Bárcena & Prado, 2016).

El diseño incorpora elementos del ODS 9 “Industria, innovación e infraestructura”. Al seleccionar electrolizadores comerciales de gran capacidad y estudiar su sensibilidad a la inversión (1 000 €/kW y 1 600 €/kW), el proyecto ilustra cómo la innovación tecnológica y

la economía de escala pueden catalizar la competitividad del hidrógeno verde, contribuyendo a la meta 9.4 de reconvertir las industrias para que sean sostenibles mediante tecnologías limpias. Igualmente, instala infraestructura energética resiliente en el ámbito rural burgalés, ayudando a diversificar la base industrial local y atrayendo inversión de alto valor añadido (Bárcena & Prado, 2016).

La optimización conjunta del reparto FV-WF y de la tarifa de venta de excedentes crea sinergias con el ODS 12 “Consumo y producción responsables”. Al maximizar la cuota de electricidad renovable autoconsumida por el electrolizador y minimizar los vertidos a red, el proyecto favorece un uso eficiente de los recursos naturales (meta 12.2) y reduce desperdicios energéticos. La venta de excedentes a un cliente industrial próximo bajo contratos PPA transparentes, contemplada en el modelo, refuerza la meta 12.6: fomentar que las empresas incorporen prácticas sostenibles y divulguen su desempeño ambiental mediante indicadores como el LCOH y la huella de carbono asociada.

No obstante, la producción de hidrógeno con electrólisis plantea retos que conectan con el ODS 6 “Agua limpia y saneamiento” y el ODS 15 “Vida de ecosistemas terrestres”. Si bien el consumo de agua por kilogramo de H₂ es relativamente bajo ($\approx 9 \text{ dm}^3 \text{ H}_2\text{O/kg H}_2$), la implementación a gran escala exige salvaguardar la disponibilidad local y prevenir vertidos químicos procedentes del sistema de tratamiento de agua.

En términos socioeconómicos, la planta híbrida genera empleo cualificado y oportunidades de formación en mantenimiento de renovables y operación de electrolizadores, contribuyendo a las metas 8.2 y 8.5 del ODS 8 “Trabajo decente y crecimiento económico”. La inversión en la cadena de valor local (ingeniería, montaje y logística) dispara efectos multiplicadores y promueve un crecimiento inclusivo en zonas con riesgo de despoblación, coherente con los objetivos de cohesión territorial del ODS 10 “Reducción de las desigualdades”.

Finalmente, el proyecto ilustra la importancia de las alianzas (universidad, ayuntamiento, promotores privados y comunidad científica) para el despliegue de la economía del

hidrógeno, reforzando el ODS 17 – “Alianzas para lograr los objetivos”. Al compartir la metodología de cálculo del LCOH y el modelo de potencia híbrida, la iniciativa fomenta la difusión de conocimiento abierto (meta 17.16) y facilita la replicabilidad en otros territorios de España y de la UE.

En conjunto, la solución propuesta aborda la urgencia climática y la transición energética desde una perspectiva holística, tejiendo conexiones directas con al menos siete ODS prioritarios y generando beneficios económicos, sociales y ambientales. El análisis de sensibilidad realizado no solo valida la viabilidad financiera del hidrógeno verde, sino que también evidencia la necesidad de políticas públicas estables que reduzcan la volatilidad y aceleren la penetración de tecnologías limpias. Con ello, el proyecto se posiciona como un ejemplo práctico de cómo la ingeniería puede catalizar la consecución de la Agenda 2030 y articularse con un desarrollo verdaderamente sostenible.